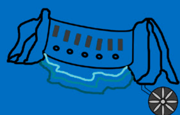
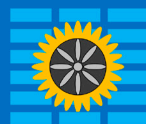
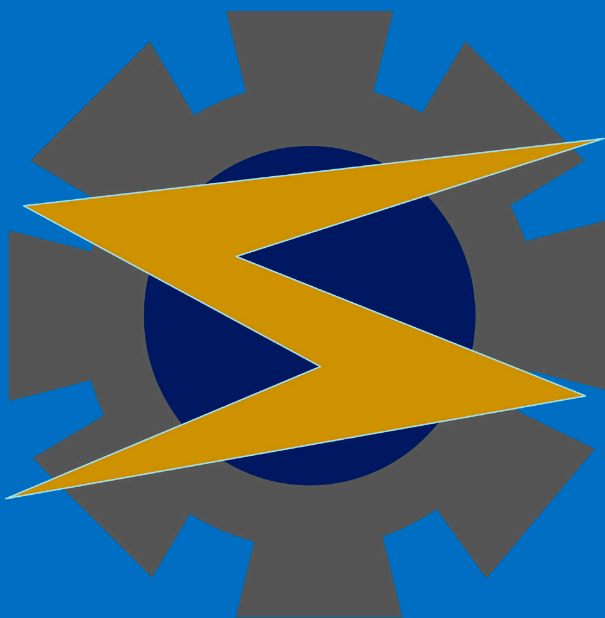
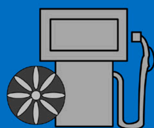
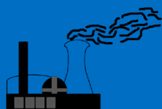
ANÁLISE DE CONTINGÊNCIAS COM A AJUDA DE FERRAMENTAS DE ESTABILIDADE DE TENSÃO:

PROPOSTAS DE AÇÕES CORRETIVAS EMPREGANDO GERAÇÃO DISTRIBUÍDA




Rodney Damián Fariña Martínez

Antônio Carlos Zambroni de Souza

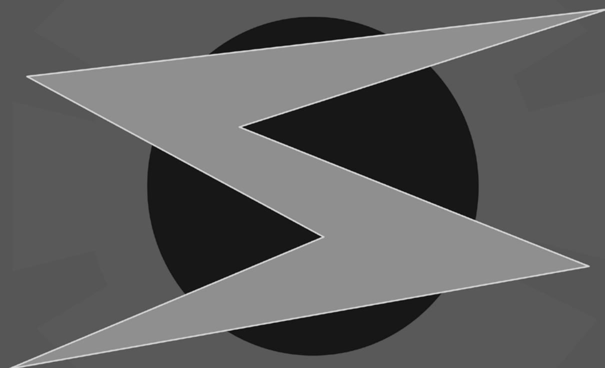
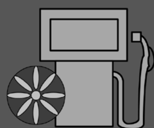
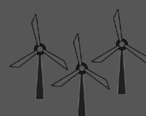
Atena Editora

Ano 2021

ANÁLISE DE CONTINGÊNCIAS COM A AJUDA DE FERRAMENTAS DE ESTABILIDADE DE TENSÃO:

PROPOSTAS DE AÇÕES CORRETIVAS EMPREGANDO GERAÇÃO DISTRIBUÍDA





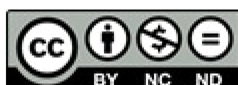
Rodney Damián Fariña Martínez

Antônio Carlos Zambroni de Souza

Atena Editora

Ano 2021

Editora Chefe
Profª Drª Antonella Carvalho de Oliveira
Assistentes Editoriais
Natalia Oliveira
Bruno Oliveira
Flávia Roberta Barão
Bibliotecária
Janaina Ramos
Projeto Gráfico e Diagramação
Natália Sandrini de Azevedo
Camila Alves de Cremo
Luiza Alves Batista
Maria Alice Pinheiro
Imagens da Capa
Shutterstock
Edição de Arte
Luiza Alves Batista
Revisão
Os autores



Atena
Editora
Ano 2021

Ciências Exatas e da Terra e Engenharias

Atena
Editora
Ano 2021

Atena Editora
Ano 2021

Ciências Exatas e da Terra e Engenharias

Atena Editora
Ano 2021

Ciências Exatas e da Terra e Engenharias

Análise de contingências com a ajuda de ferramentas de estabilidade de tensão: propostas de ações corretivas empregando geração distribuída

Bibliotecária: Janaina Ramos
Diagramação: Camila Alves de Cremo
Correção: Giovanna Sandrini de Azevedo
Edição de Arte: Luiza Alves Batista
Revisão: Os autores
Autores: Rodney Damián Fariña Martínez
Antônio Carlos Zambroni de Souza

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)

M385 Martínez, Rodney Damián Fariña
Análise de contingências com a ajuda de ferramentas de estabilidade de tensão: propostas de ações corretivas empregando geração distribuída / Rodney Damián Fariña Martínez, Antônio Carlos Zambroni de Souza – Ponta Grossa - PR: Atena, 2021.

Formato: PDF
Requisitos de sistema: Adobe Acrobat Reader
Modo de acesso: World Wide Web
Inclui bibliografia
ISBN 978-65-5983-274-3
DOI: https://doi.org/10.22533/at.ed.743210707

1. Geração e transmissão de força e energia elétrica. 2. Margem de carga reativa. 3. Vetor tangente. 4. Margem de carga do sistema. 5. Reserva de potência reativa. 6. Geração alternativa. 7. Sistema interligado nacional. I. Martínez, Rodney Damián Fariña. II. Souza, Antônio Carlos Zambroni de. III. Título.

CDD 621.3121

Elaborado por Bibliotecária Janaina Ramos – CRB-8/9166

Atena Editora
Ponta Grossa – Paraná – Brasil
Telefone: +55 (42) 3323-5493
www.atenaeditora.com.br
contato@atenaeditora.com.br

Atena Editora
Ano 2021

DECLARAÇÃO DOS AUTORES

Os autores desta obra: 1. Atestam não possuir qualquer interesse comercial que constitua um conflito de interesses em relação ao artigo científico publicado; 2. Declaram que participaram ativamente da construção dos respectivos manuscritos, preferencialmente na: a) Concepção do estudo, e/ou aquisição de dados, e/ou análise e interpretação de dados; b) Elaboração do artigo ou revisão com vistas a tornar o material intelectualmente relevante; c) Aprovação final do manuscrito para submissão.; 3. Certificam que os artigos científicos publicados estão completamente isentos de dados e/ou resultados fraudulentos; 4. Confirmam a citação e a referência correta de todos os dados e de interpretações de dados de outras pesquisas; 5. Reconhecem terem informado todas as fontes de financiamento recebidas para a consecução da pesquisa; 6. Autorizam a edição da obra, que incluem os registros de ficha catalográfica, ISBN, DOI e demais indexadores, projeto visual e criação de capa, diagramação de miolo, assim como lançamento e divulgação da mesma conforme critérios da Atena Editora.

Atena Editora
Ano 2021

DECLARAÇÃO DA EDITORA

A Atena Editora declara, para os devidos fins de direito, que: 1. A presente publicação constitui apenas transferência temporária dos direitos autorais, direito sobre a publicação, inclusive não constitui responsabilidade solidária na criação dos manuscritos publicados, nos termos previstos na Lei sobre direitos autorais (Lei 9610/98), no art. 184 do Código penal e no art. 927 do Código Civil; 2. Autoriza e incentiva os autores a assinarem contratos com repositórios institucionais, com fins exclusivos de divulgação da obra, desde que com o devido reconhecimento de autoria e edição e sem qualquer finalidade comercial; 3. Todos os e-book são *open access, desta forma* não os comercializa em seu site, sites parceiros, plataformas de *e-commerce,* ou qualquer outro meio virtual ou físico, portanto, está isenta de repasses de direitos autorais aos autores; 4. Todos os membros do conselho editorial são doutores e vinculados a instituições de ensino superior públicas, conforme recomendação da CAPES para obtenção do Qualis livro; 5. Não cede, comercializa ou autoriza a utilização dos nomes e e-mails dos autores, bem como nenhum outro dado dos mesmos, para qualquer finalidade que não o escopo da divulgação desta obra.

Eles foram para o céu e eu fiquei aqui com um sorriso falso, porque desde que partiram, eu não sorri novamente como de costume.

Eu ainda estou esperando por vocês para voltar, porque eu tenho a esperança de vê-los novamente, abraçar e falar sobre tudo o que aconteceu para mim.

Preparem lá e esperar por mim um lugar porque um dia eu vou ter que ir. Até então eu estou satisfeito de encontrá-los em meus sonhos. Eu sei que vocês me guiaram lá de cima. Obrigado por tudo.

'A Gumercindo, Justina e Nize'

Dedico este trabalho para as pessoas mais bonitas que enchem meu coração de alegria e são a razão da minha existência.

Para eles dedico todas as bênçãos de Deus que trairá a nossas vidas recompensas por tanta dedicação, esforço e fé em ambos da própria causa.

'A minha esposa Sonia, e a meus amados filhos Martin e Alelí'

AGRADECIMENTOS

- A **Deus** por sobre todas as coisas, meu protetor e guia,
- A minha Esposa **Sonia Elena** e meus filhos **Martin Joaquin** e **Alelí Nize**,
- A meu Orientador **Prof. Dr. Antônio Zambroni** pela plena disposição para a realização do trabalho,
- A **ANDE** pela ajuda financeira, e confiança em minha pessoa dos Diretivos da Empresa,
- A meus Colegas **Elisandro, Oscar, José** *y* **Miguel** pela ajuda incondicional,
- A **Dionicio** y **Angélica**, que sem eles não poderia ser possível todo este esforço,
- A **Matheus Zambroni** quem deu apoio incondicional na apresentação do trabalho no ICCEP em Itália em junho de 2017.

SUMÁRIO

RESUMO

O consumo energético é um indicador sensível no teste do bem-estar e prosperidade de uma população, porém as fontes fósseis são limitadas e contaminam. O consumo de energia é uns dos mais grandes medidores do progresso de uma sociedade. O conceito de crise energética aparece quando as fontes de energia que fornece à sociedade se esgotam. O rápido crescimento da demanda de potência do país e o esgotamento das reservas de geração das centrais geradoras atuais, obriga fazer o estudo de outras opções de geração, como é a geração alternativa. Os objetivos de apostar pelas energias renováveis são frenar a dependência das importações energéticas, limitar o efeito estufa, fornecer energia necessária para garantir o correto fornecimento elétrico e manter o sistema com alto grau de estabilidade. Nos Sistemas de Potência ocorrem eventos de natureza dinâmica e transitória, os quais são monitorados pelos Centros de Controle com o principal propósito de evitar situações que ponham em risco a Estabilidade da Rede. Sendo assim, neste projeto apresenta-se uma ferramenta de análise de estabilidade de tensão para um Sistema Elétrico de Potência, baseada em análise de pontos de equilíbrio. Para abordar o problema descrito, foi desenvolvida uma metodologia onde, aplicando ferramentais de estabilidade de tensão como são os dados obtidos pela Margem de Potência Reativa (MPR) e classificação do Vetor Tangente (VT), foram identificadas as barras mais críticas, e logo foram injetadas nas mesmas gerações alternativas. Isto levaria ao sistema a melhorar o desempenho em termos de estabilidade de tensão e operar em margens de carga mais distante do ponto do colapso de tensão. Este trabalho tem como objetivo proporcionar ferramentas baseadas nas curvas P-V e Q-V para análises de estabilidade de tensão. Estes ferramentais foram aplicados ao sistema de potência real, obtendo das mesmas, os valores de Margem de Potência Reativa (MPR) em MVAr e a classificação de sensibilidade do Vetor Tangente (VT) das barras do sistema analisado. Uma vez processadas estas informações, serão determinadas as barras mais críticas e que em consequência, nas mesmas serão injetadas gerações adicionais (geração alternativa) e posteriormente comparados com os resultados obtidos.

PALAVRAS-CHAVE: Margem de Carga Reativa, Vetor Tangente, Margem de Carga do Sistema, Reserva de Potência Reativa, Geração Alternativa, Sistema Interligado Nacional.

ABSTRACT

The energy consumption is a sensitive indicator in the test of the wellness and prosperity of a population, but fossil sources are limited and contaminate. The energy consumption is one of the greatest gauges of a society's progress. The concept of energy crisis appears when the sources of energy it provides to these societies are exhausted. The rapid growth of the power demand in the country and the depletion of the generation reserves of the current generation power stations require the study of other generation options, such as the alternative generation. The objectives of betting on renewable energies are to curb dependence on energy imports, limit the greenhouse effect, provide the necessary energy to ensure the correct electrical supply and maintain the system with a high degree of stability. Events occurring in a power system are dynamic and transient nature, which are monitored by the Control Centers, where the main purpose of they are to avoid situations that risk the stability of the network. Consequently, this project presents a tool of voltage stability analysis for electric power system based on analysis of equilibrium points. To address the problem described above, a methodology was developed where, by applying voltage stability tools such as the data obtained by the Reactive Power Margin (RPM) and the Tangent Vector (TV) ranking, the most critical buses were identified, and then, they were injected in the same alternative generations. This would lead the system to improve performance in terms of voltage stability and operate at load margins farther to the point of voltage collapse. This work aims to provide tools based on V-P and Q-V curves for stress stability analyzes. These tools are applied to the real power system, obtaining from them, the values of RPM in MVAr and the sensitivity ranking of the TV of the buses from analyzed system. Once this information has been processed, the most critical buses will be determined and, as a result, will be injected additional generations (alternative generation) into them. Subsequently the results will be compared.

KEYWORDS: Reactive Power Margin, Tangent Vector, Load Margin, Reactive Power Reserve, Alternative Generation. National Interconnected System.

INTRODUÇÃO

1 I CONSIDERAÇÕES INICIAIS

A Estabilidade de Tensão tem sido nas últimas décadas a principal limitante na operação dos sistemas elétricos de potência. Isto é atribuído principalmente ao incremento do consumo de eletricidade (desenvolvimento industrial, etc.) e a expansão da rede de transmissão.

As bibliografias [1][2] destacam que este fenômeno é causador de severas consequências nos sistemas elétricos. Por isto, é de vital importância o estudo de métodos que permitam uma análise adequada do problema, permitindo a realização de ações e medidas corretivas que evitem a ocorrência deste fenômeno.

Uma das causas destes fenômenos é a incapacidade do sistema de fornecer a potência reativa requerida pelas cargas. As consequências da instabilidade de tensão produzem desde cortes locais de carga devido à operação dos elementos de proteção, até desligamentos em cascata de elementos, levando o Sistema de Potência a pontos perto do colapso. As redes elétricas devem ser planejadas e operadas para reduzir a probabilidade de ocorrência desse fenômeno. Em muitos casos, a estabilidade da tensão pode ser satisfatoriamente avaliada por um modelo estático, como mostrado em [3][4]. A vantagem desta abordagem é que as equações representativas do sistema elétrico são puramente algébricas, admitindo-se a solução através de um método iterativo, como o método de Newton-Raphson.

O colapso de tensão está caraterizado pela lenta variação do ponto de operação devido ao incremento das cargas de tal forma que as magnitudes de tensão decrescem gradualmente até que ocorre uma mudança acelerada e aguda [5][6]. Deve-se notar que antes do Mudança aguda nas magnitudes de tensão, o ângulo e a frequência das barras do sistema permanecem levemente constantes, condição que se há observado em muitos colapsos de tensão nos sistemas de potência.

Uma metodologia utilizada para estes estudos são as informações obtidas pelas curvas P-V e Q-V, porém, mesmo quando o problema de estabilidade de tensão é de natureza dinâmica pode-se simplificar e modelar-se desde um ponto de vista de regime permanente (análise quase-estática) através das curvas P-V e Q-V [9] em uma barra da rede. Do ponto de vista teórico a vantagem desta análise é que permite identificar facilmente a possível existência de um problema de estabilidade de tensão [10].

A curva Q-V é uma conhecida ferramenta de análise estática de estabilidade de tensão. Fornece informações em relação aos requerimentos de potência reativa em uma determinada área ou barra do sistema, caracterizando-a através da Margem de Potência Reativa (MPR), que é um indicador importante da proximidade do ponto de operação considerado o ponto de colapso de tensão. No entanto, as dinâmicas de um sistema de potência envolvem fenômenos lentos e rápidos que ocorrem em combinação. Fenômenos súbitos de instabilidade transitória podem ocorrer durante ações de controle de frequência lentos e/ou mudanças manuais na rede, feitas pelos operadores do sistema [7].

A curva P-V representa a caraterística do comportamento da tensão em função da potência ativa quando a carga e geração do sistema são modificados. Estas curvas são construídas fazendo cálculos de fluxo de carga com aumento gradual da potência da

tensão no nó de análise [11] [12].

Outra técnica utilizada é o Vetor Tangente (VT), que determina a barra mais sensível para as pequenas variações de carregamento. Diante dessas características do VT, as referências [13] [14] [15] apresentam uma nova metodologia, com um significativo ganho de custo computacional em relação ao método da continuação.

As simulações dinâmicas no domínio do tempo apresentam suas vantagens e complexidades. No entanto, o uso apropriado de técnicas de análise estática permite em muitos casos, considerar que a dinâmica do sistema com influência na estabilidade de tensão, muda lentamente. Assim, o modelo dinâmico, constituído por um conjunto de equações diferenciais, pode ser reduzido a um conjunto de equações puramente algébricas, associadas a cada ponto de equilíbrio, para analisar o comportamento do sistema como uma sucessão de pontos de equilíbrio [16]. Esta técnica pode ser robusta em relação à resposta completa do sistema, se a fase transitória é considerada, como em [15].

As metodologias mencionadas com anterioridade seriam utilizadas finalmente para analisar as contingências de um sistema elétrico de potência com a finalidade de determinar que as ações corretivas estudadas sejam as mais adequadas e efetivas.

2 I JUSTIFICATIVA

Os seres humanos tornaram-se tal quando, faz milhares de anos, aprendeu a domar o fogo e outros tipos de energia. A energia não é, portanto, qualquer direito mais, mas é a chave para o desenvolvimento econômico e social desde a origem da espécie humana. Assim como todo humano tem o direito à educação e à saúde, também todos têm direito a ter energia elétrica de qualidade que permita satisfazer outros direitos fundamentais.

A energia elétrica é uma das riquezas mais importantes que pode ter um país. As implicações econômicas e sociais de sua gestão, assim como a importância que tem no desenvolvimento do país é um fator primordial da política de governo em relação à segurança energética e desenvolvimento sustentável, o que obriga a realizar estudos mais específicos na área de segurança operativa em sistemas elétricos de potência. Uma metodologia abordada em estado estacionário para determinar as medidas corretivas de modo que a reserva de potência reativa disponível garanta a segurança do sistema de potência e evite levar-lhe a colapsos de tensão é a injeção de alguma geração adicional no ponto mais crítico. O procedimento consiste em definir áreas de controle para identificar os circuitos fracos do sistema, e avaliar a distância ao colapso de tensão. Também é utilizada outra ferramenta de informação emitida pelos índices do vetor tangente. Existe a necessidade de estudar e avaliar o desenvolvimento do Sistema de Potência do Paraguai (SINP) em relação à estabilidade de tensão, especialmente em situações que levem o sistema a operar em condições de instabilidade. Ante uma contingência, deve-se determinar as medidas corretivas que garantam uma adequada e efetiva operação para não chegar a situações drásticas como um apagão, ou pelo menos reduzir o impacto de ditas contingências.

O rápido crescimento da demanda de potência do País e o esgotamento das reservas de geração das centrais geradoras atuais, ´´até ano 2030 (geração hidroelétrica) ´´e grandes empreendimentos energéticos previstos que estão geograficamente distantes aos pontos

analisados, obrigam realizar o estudo de outras opções de geração, como é a geração alternativa. Os objetivos de apostar pelas energias renováveis são frenar a dependência das importações energéticas, limitar o efeito estufa, fornecer energia necessária para garantir o correto fornecimento elétrico e manter o sistema com alto grau de estabilidade.

No pais tem um potencial energético solar e eólico relativamente disponível ao longo de seu território na maior parte do ano considerando o clima subtropical, então é justificado optar pelos estudos correspondente à utilização das energias renováveis. O esgotamento das fontes convencionais, por um lado, e o impacto ambiental negativo causado pelo seu consumo, por outro, colocam a humanidade diante da necessidade urgente de buscar fontes de energia alternativas e renováveis que garantam serviços de energia confiáveis, não poluentes e sustentáveis para todos os habitantes do país.

3 I OBJETIVO

Em consequência do mencionado na justificativa acima, surge como objetivo geral deste trabalho, a avaliação eficaz deste fenômeno complexo, visando o estudo para a definição de medidas corretivas e ações de controle, aplicando ferramentas de estabilidade de tensão, combinando simulações de Fluxo de Potência (FP), classificação de valores de Margem de Potência Reativa (MPR) e classificação de posições de sensibilidade do Vetor Tangente (VT).

Com as informações obtidas através das ferramentas de estabilidade de tensão pretende-se realizar ações de reforço nas barras/áreas com valores severos de instabilidade aplicando gerações adicionais (Geração Distribuída) nas barras com maior déficit de MPR e que fariam que melhorassem a classificação dos índices de estabilidade de tensão em termos de suporte de potência reativa.

Com os valores de classificação de sensibilidade do Vetor Tangente obtidos, determinar ações de controle para mudar as posições de classificação com maior sensibilidade ante variações de carga, a posições de classificação menos sensíveis.

4 I CONTRIBUIÇÕES

Se espera que as contribuições deste trabalho sejam:

- Determinar a melhor condição operativa no sistema em termos de estabilidade de tensão.
- Determinar os pontos críticos de operação no Sistema de Potência.
- Levar ao sistema a operar em margens de carga adequadas e operar nos pontos de estabilidade de tensão.
- Dada a grandeza de estes tipos de estudos, partindo deste trabalho, abrir uma janela para futuros estudos, como por exemplo, as ações de controle na Fuzzy Logic, análises econômicas, geração distribuída, comportamento eletromecânico da geração distribuída num sistema de potência, etc.

FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

1 I CONSIDERAÇÕES GERAIS

O termo de Estabilidade de Potência denota a condição em que todas as máquinas síncronas de um sistema de potência estejam em sincronismo ou em paralelo com outras, ainda quando existam perturbações. No mesmo modo, a instabilidade denota a condição na qual se perde o sincronismo. A perda de sincronismo significa a desestabilização da todas as centrais elétricas e logo a paralização das mesmas, podendo-se desta forma interromper a energia elétrica a toda população [20]. A estabilidade está ligada na manifestação das forças capazes de reagir ante qualquer causa perturbadora, de tal maneira que se mantenha em estado de equilíbrio. A caraterística de um sistema estável é a de poder reagir com rapidez em uma falta repentina. A estabilidade de um estado estacionário relaciona a resposta de uma máquina síncrona com uma carga incrementada gradualmente. A estabilidade dinâmica relaciona a resposta a pequenas perturbações que ocorrem no sistema produzindo-se oscilações. Se estas oscilações crescem em amplitude o sistema é dinamicamente instável. A estabilidade transitória implica na resposta a grandes perturbações, as quais podem causar grandes mudanças na velocidade do rotor, nos ângulos de potências e a transferência de potência. A resposta do sistema ante tais perturbações manifesta-se normalmente em menos de um segundo [21].

Com a evolução do contexto da energia elétrica, caracterizada por novos requerimentos e restrições tecnológicas, a operação de um Sistema Elétrico de Potência (SEP) atualmente implica uma tomada de decisões de complexidade crescente. Os contínuos incrementos na demanda de potência junto com restrições ambientais e econômicas limitaram a expansão da rede de transmissão. Isto, somado à maior interconexão dos sistemas, contribuiu para o incremento nas solicitações sobre os sistemas de transmissão existentes, forçando-os a operar perto dos seus limites, com o consequente incremento na probabilidade de ocorrência de fenômenos associados à instabilidade de tensão. Perturbações de grande severidade na rede como rejeições de carga sem controle e desligamentos em cascata devido à instabilidade de tensão, podem causar ilhamentos do sistema e blecautes [22]. Portanto, os sistemas elétricos devem ser planejados de maneira a reduzir a possibilidade de ocorrência de instabilidade de tensão. Além disso, os sistemas devem ser operados com uma adequada Margem de Carga (MC) em relação à instabilidade de tensão.

O principal fator responsável pela instabilidade de tensão é a inabilidade do sistema de potência em manter um apropriado balanço de potência reativa [23] e sustentar as tensões nas barras do sistema em níveis aceitáveis. Os estudos de estabilidade de tensão objetivam fundamentalmente determinar as barras ou áreas críticas (aquelas nas quais as variáveis de estado têm maior variação no ponto de bifurcação e que são responsáveis por levar o sistema a esta condição), a Margem de Carga e as ações de controle mais adequadas para evitar que o sistema chegue ao ponto de colapso ou para incrementar a Margem de Carga [13] [14] [15]. Neste sentido, a compensação de potência reativa perto dos centros de carga e nas barras críticas, a aplicação de esquemas de corte de carga por baixa tensão, a implementação de controles adaptativos ou inteligentes e a injeção de geração adicional na barra mais degradada constituem ações que melhoram o comportamento do sistema contra o fenômeno de instabilidade de tensão. A identificação antecipada da barra crítica tem um papel importante nas análises de colapso de tensão, já que permite determinar a variável

de estado que leva o sistema à bifurcação.

2 I CONCEITO GERAL DE UM SISTEMA DE POTÊNCIA

O Sistema Elétrico de Potência consiste estrutural e basicamente das seguintes caraterísticas [2]:

- Estão compostos de um sistema operacional trifásico essencialmente com tensão constante. As Instalações da Geração e transmissão utilizam equipamentos trifásicos.

- Utiliza máquinas síncronas para a geração elétrica (conversão mecânica em elétrica) através de geradores síncronos.

- A transmissão da energia elétrica em significativas distâncias em altas temperaturas, implica um sistema de transmissão compreendido por subsistemas a diferentes níveis de tensão.

- As cargas industriais são trifásicas e invariáveis, para as cargas comerciais e residenciais são cargas trifásicas e monofásica, balanceadas ao longo do sistema de distribuição.

A Figura 1 ilustra aos elementos básicos de um sistema de Potência moderno. A energia é gerada nas Subestações Geradoras, levando a energia produzida mediante complexas redes de ligamento e componentes individuais, que incluem linhas de transmissão, transformadores e equipes interruptores.

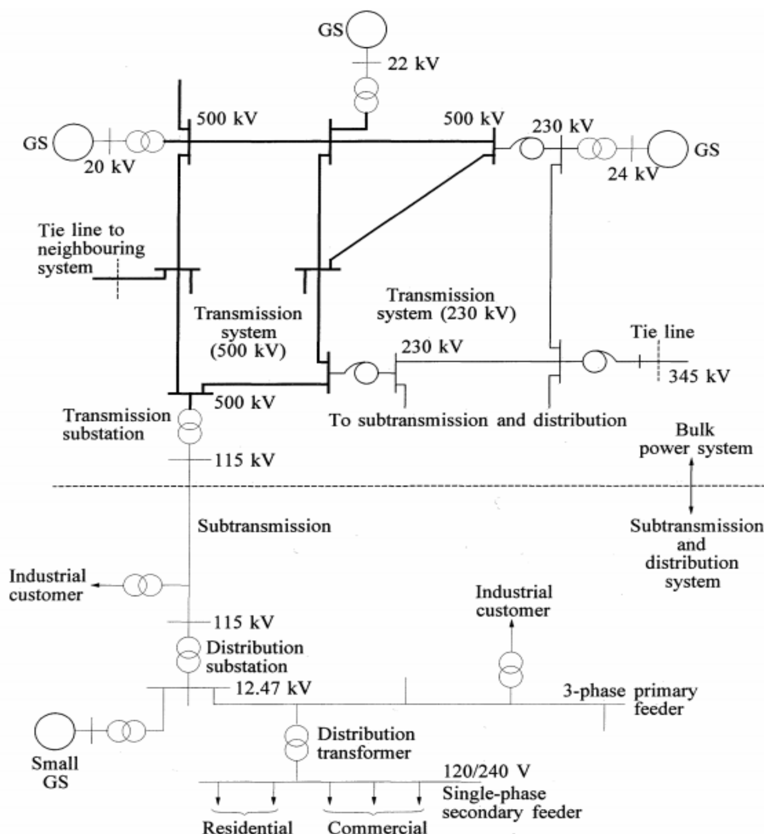


Figura 1. Elementos Básicos de um Sistema de Potência.

Fonte: Adaptado de [2]

3 I CONCEITO GERAL DE ESTABILIDADE DE UM SISTEMA DE POTÊNCIA

A Estabilidade de um sistema de potência é a destreza deste sistema, para uma determinada condição de operação inicial recuperar o estado de equilíbrio operacional depois de sofrer uma perturbação, de maneira que a maioria das variáveis deste sistema elétrico fique praticamente igual à condição anterior do distúrbio [24] [25]. As perturbações mais comuns que influenciam a estabilidade são: curto-circuito, saídas de componentes (geradores, linhas, transformadores, etc.), aumento da carga e outros. A estabilidade de sistemas de potência é essencialmente um problema global. Porém, as várias formas de instabilidade possíveis em um sistema de potência não podem ser entendidas de maneira correta, e efetivamente analisadas, devido à alta dimensão e complexidade dos problemas de estabilidade, logo, a classificação ajuda a fazer suposições, simplificando análises de tipos específicos de problemas, através de representações e técnicas analíticas apropriadas [2] [24] [25].

Portanto, para analisar a estabilidade de um sistema de potência faz-se necessário considerar [19]:

- A natureza física que provoca a instabilidade, indicada pela principal variável do sistema na qual a instabilidade pode ser observada.
- O tamanho da perturbação considerada, influenciando o método de cálculo e prognóstico de estabilidade.
- O período de observação onde abarca os eventos operativos que ocorrerão logo após o distúrbio

4 I CONCEITO GERAL DE ESTABILIDADE DO SISTEMA DE POTÊNCIA EM CONTINGÊNCIAS

O colapso de um sistema elétrico de potência é um fenômeno bastante incomum, e apresenta-se tanto em sistemas normais como em sistemas sobre-dimensionado. Seus efeitos são muito nocivos e suas causas nem sempre estão propostas nas estratégias de segurança, tornando muito difícil para o operador do sistema predizer quando e como se pode gerar uma situação de tal magnitude.

A contingência é um evento causado pela saída de um elemento do sistema elétrico de potência. A saída desde elemento pode ser programada (manutenção) ou imprevista (estranhas na operação normal como instabilidade de tensão e outros).

Na análise de contingências se estudam os efeitos no sistema e sua capacidade de permanecer operativo dentro de condições normais ou quase-normais de operação.

5 I FUNDAMENTOS DOS CONCEITOS TEÓRICOS, DEFINIÇÕES E CLASSIFICAÇÕES

5.1 Classificação dos estudos de estabilidade de sistemas elétricos

Considerando os diversos fatores que influenciam as análises deste fenômeno, foi proposta em [23] uma classificação e subdivisão deste problema, baseada em três aspectos: Natureza física da instabilidade, indicada pela principal variável do sistema onde a instabilidade é observada, dimensão do evento e extensão dos tempos envolvidos. A Figura 2 exibe de forma esquemática a classificação geral da estabilidade de sistemas de potência. A diferença básica entre estabilidade de tensão e estabilidade angular, é que a primeira está ligada à insuficiência de suprimento de potência reativa nas áreas de consumo, enquanto que a segunda está ligada à insuficiência de conjugado sincronizante e/ou conjugado de amortecimento entre as unidades geradoras do sistema.

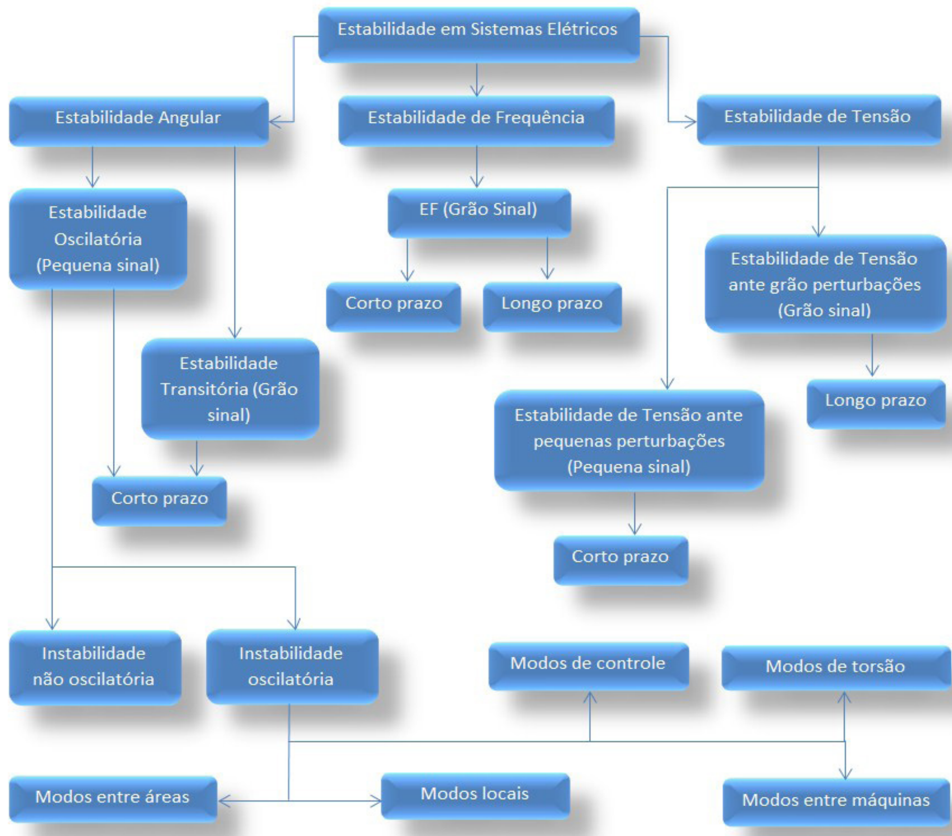


Figura 2. Classificação geral de estabilidade de Sistemas de potência.

Fonte: Adaptado de [27]

5.2 Estabilidade angular

A estabilidade angular é a capacidade das máquinas síncronas inter-relacionadas de permanecer em sincronismo em condições normais de operação depois de estar sujeitas a um distúrbio. Esta habilidade da máquina síncrona depende da facilidade de cada máquina. Se este equilíbrio não se manifesta, a instabilidade resultante ocorre em forma de aumento de oscilações angulares de algum gerador levando à perda do sincronismo com outros geradores. Existem duas categorias neste tipo de estabilidade, a estabilidade de pequenos sinais e a estabilidade transitória.

O problema de estabilidade do ângulo do rotor envolve o estudo das oscilações eletromecânicas própria em sistemas de potência. Um fator fundamental neste problema é a maneira na qual a potência gerada varia com a mudança do ângulo do rotor. Nas condições de estado de estabilidade há um equilíbrio entre o torque mecânico de entrada e o torque eletromagnético de saída de cada gerador, com a velocidade permanecendo constante. Se o sistema é perturbado, este equilíbrio é alterado, resultando em aceleração ou desaceleração dos rotores das máquinas de acordo com as leis de movimento rotacional

dos corpos. Se a velocidade de um gerador temporariamente aumenta mais rapidamente que outro, a posição angular de seu rotor relativo ao da máquina mais lenta avançará.

O resultado desta diferença angular é a transferência de parte da carga da máquina lenta para a máquina rápida, dependendo da relação de potência-ângulo. Caso haja uma redução da diferença de velocidade consequentemente haverá uma diminuição da separação angular. A relação de potência e ângulo é altamente não linear. Além de certo limite, um aumento da separação angular é acompanhado por uma diminuição da potência de transferência, de tal maneira, que a separação angular é aumentada continuadamente. A instabilidade resulta se o sistema não puder absorver a energia cinética que corresponde a estas diferenças de velocidade do rotor [24].

5.3 Estabilidade de pequenos sinais

É a destreza dos sistemas de potência de manter o sincronismo sobre pequenos distúrbios, os quais são considerados suficientemente pequenos que permitem a linearização dos sistemas de equações para sua análise. A faixa de tempo de interesse para o estudo deste tipo de estabilidade angular é de 10 até 20 segundos depois da ocorrência do distúrbio.

A análise a pequenos sinais usando técnicas lineares depende do ponto de operação do sistema e traz informações valiosas a respeito da característica dinâmica do sistema de potência neste ponto. A técnica de análise modal da matriz de estado do sistema é apropriada para a análise deste tipo de estabilidade [28] [29].

5.4 Estabilidade transitória

É a disposição do sistema de potência de manter o sincronismo depois de um distúrbio transitório severo, que geram grandes variações do ângulo do rotor do gerador. Estas variações se devem à relação não linear existente entre a potência e o ângulo.

A estabilidade transitória de um Sistema Elétrico de Potência depende da condição inicial de operação, da severidade do distúrbio e a robustez da rede de transmissão no período pós-falta. A faixa do tempo de interesse para este tipo de estabilidade angular é de três a cinco segundos depois da ocorrência do distúrbio [30].

5.5 Estabilidade de frequência

A estabilidade de frequência é uma habilidade do sistema de potência de manter a frequência dentro de uma faixa depois de uma perturbação severa que pode seccionar a rede em subsistemas. Em um sistema de potência, a frequência é uma medida do balanço de MW de geração e MW de carga [31].

Quando os MW geração e MW carga estão em balanço exato, a frequência está ao nível nominal. Quando a carga excede a geração, a frequência diminui. A variação no valor da frequência depende da inércia dos geradores dentro do sistema. No momento quando os ângulos de fase da tensão entre geradores remotos e geradores locais chegam a ser muito grande; pode ocorrer instabilidade no ângulo de fase. Em muitos casos, este evento ocorre em conjunto com o cenário de colapso de tensão [32]. Para estudos deste tipo de estabilidade existem duas classificações; estabilidade de frequência de curto prazo e

estabilidade de frequência de longo prazo.

Seguidamente é ilustrado o conceito da estabilidade de frequência mediante a resposta de um sistema típico ante uma perturbação no sistema.

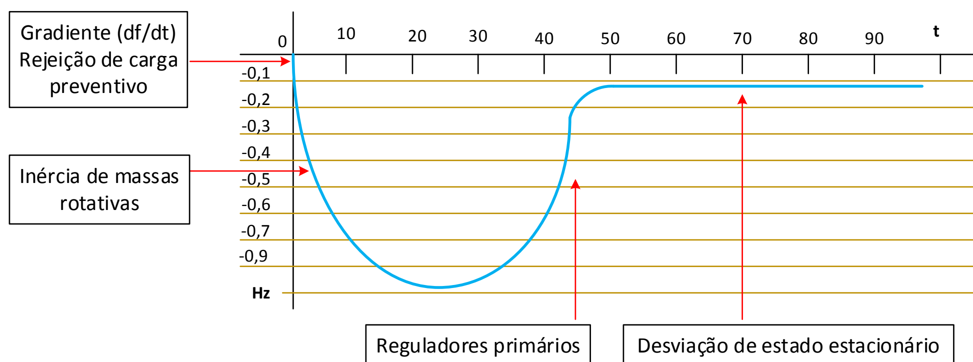


Figura 3. Frequência versus Tempo. Estabilidade de Frequência.

Fonte: Adaptado de [33]

Na figura é observada o impacto da inércia acumulada nas massas rotativas e a atuação que devem seguir dos controles para retornar ao estado estável, uma vez ocorrida uma perturbação no sistema como uma rejeição de carga preventiva.

5.6 Estabilidade de frequência de curto prazo

Este tipo de estabilidade também é conhecido como instabilidade transitória. A instabilidade no ângulo de fase de tensão ou estabilidade de frequência ocorre devido à eliminação da falha com lentidão no sistema de transmissão perto à geração, que ao não ser superada suficientemente rápido podem produzir um desbalanço prolongado entre a saída mecânica e elétrica do gerador. Desta forma, os geradores necessitam estar protegidos dos danos que podem resultar quando a proteção nos sistemas de transmissão é muito lenta para operar, levando à conclusão que é muito importante a proteção de perda de sincronismo no gerador para evitar danos na máquina.

5.7 Estabilidade de frequência de longo prazo

Este tipo de estabilidade também é conhecido como instabilidade de estado-estável, ocorre quando existe um escasso transporte da energia desde a fonte de geração até o centro de carga. A perda das linhas de transmissão dentro de um centro de carga pode resultar em um colapso de tensão, mas isto pode também resultar em uma instabilidade de ângulo de fase de estado-estável.

Quando o ângulo de fase de tensão entre a geração local e remota incrementa-se mais de 90 graus, a potência a ser transmitida se reduz e o sistema se torna instável. Se existe mais carga que geração em um sistema a frequência e tensão diminuem, enquanto que para um excesso de geração frente a uma carga, a frequência e a tensão geralmente aumentam.

6 | PROPRIEDADES DA ESTABILIDADE DE SISTEMAS DE POTÊNCIA

Os conceitos e propriedades de estabilidade se definem como segue [34]:

- Propriedades estáticas, onde os modelos algébricos e as perturbações quase estáticas estudadas, são definidas separadamente,
- Estabilidade em estado estacionário refere à estabilidade de um sistema de potência em estado estacionário, exceto pela influência de pequenas perturbações que podem ser lentas ou aleatórias,
- Estabilidade como um termo matemático geral, que se refere aos casos onde se estudam as equações diferenciais, algébricas e as perturbações variantes no tempo, em geral.

Ao considerar os conceitos dinâmicos onde a variação rápida em relação à dinâmica do sistema, a suposição de que o sistema é quase-estático já não é válida. Muitas definições importantes se mencionam a seguir [34] [35]:

- Um sistema de potência é estável ante grandes perturbações, caso o mesmo consiga atingir um ponto de equilíbrio operativo após um distúrbio. Note que na prática um comportamento aceitável pode incluir também manter o sincronismo para várias oscilações até que o amortecimento do estabilizador opere.
- Um sistema de potência em um estado de operação é estável ante uma pequena perturbação de tensão se, para qualquer perturbação pequena, sua tensão é idêntica ou próxima aos valores prévios da perturbação.
- Um sistema de potência sofre de um colapso de tensão se, em um ponto de operação sujeito a uma perturbação, as ações de controle passam a apresentar efeitos inversos ao esperado ou a tensão apresente valor inaceitavelmente baixo.

7 | ESTABILIDADE DE TENSÃO

A estabilidade de tensão é a habilidade de um sistema de potência de manter uma tensão estável e aceitável em todas as barras no sistema sob condições normais de operação e após perturbações. Em outras palavras, as tensões do sistema se aproximam a valores de equilíbrio posteriores à perturbação [35]. Este é principalmente o problema de manter o balanço da carga reativa, ainda que seja o balanço de potência ativa também importante neste caso. Na prática industrial, para análise de estabilidade de tensão se incluem a análise das curvas Q-V e análise nodal [2].

Estabilidade de tensão de grandes perturbações é causada por grandes perturbações ao sistema, incluindo faltas do sistema, perda de geração contingência dos circuitos, eventos de comutação no sistema, dinâmicas dos ULTC, cargas, precisa a coordenação de proteções e controles, e usualmente dura desde vários segundos a vários minutos. Para esta análise é necessária a simulação dinâmica de longo prazo.

Estabilidade de tensão para pequenas perturbações. Indica a situação em que, para um sistema de potência, as tensões do sistema recuperam em valores próximos aos valores originais antes da perturbação em uma condição de operação dada [35].

Os transitórios eletromagnéticos em linhas de transmissão e transitórios de frequência síncrona tais como a componente DC de correntes de curto-circuito ocorrem tão rapidamente que não levam em conta os colapsos de tensão.

Um ponto de equilíbrio é um estado no qual tanto as quantidades contínuas como discretas não mudam. A estabilidade de pequeno sinal de tal ponto de equilíbrio poderia requerer adicionalmente, que em qualquer pequena perturbação não altere os estados discretos.

8 I COLAPSO DE TENSÃO E POTÊNCIA REATIVA

O colapso de tensão é um termo utilizado para tratar a instabilidade de sistemas elétricos quando são observadas quedas bruscas nos módulos das tensões das barras. Então, é o processo através do qual a instabilidade de tensão leva o sistema a uma queda de tensão em uma parte significativa do sistema ou até mesmo a um blecaute [24], [36]. Os problemas de colapso de tensão estão associados a sistemas elétricos que operam em condições estressantes, como por exemplo: linhas de transmissão com carregamentos elevados, fontes locais de potência reativa insuficiente e transmissão de potência através de grandes distâncias. O colapso de tensão é um fenômeno local que se espalha pela vizinhança [25], [37]. O intervalo de tempo entre o distúrbio inicial e o colapso de tensão pode variar de uma fração de segundo até dezenas de minutos [38]. O colapso de tensão é uma instabilidade do sistema na que estão envolvidas simultaneamente muitos dos componentes do sistema de potência e suas variáveis.

Observe a distinção entre instabilidade e colapso de tensão. O fenômeno de colapso de tensão está ligado à sequência de eventos que acompanham a instabilidade de tensão. A instabilidade de tensão pode, ao contrário do colapso de tensão, provocar elevação de tensão [24] [25] [39].

Os colapsos de tensão podem ser classificados como ocorrente solo em a escala de tempo transitório ou em escala de tempo de longo prazo. Os colapsos de tensão na escala de tempo de longo prazo podem incluir efeitos da escala de tempo transitório [5].

O colapso de tensão ocorre tipicamente em sistemas de potência os quais há sido fortemente carregado, há sofrido falta ou têm deficiências na potência reativa. Em efeito, o colapso de tensão involucra um sistema de potência completo, porém usualmente têm maior efeito em uma área particular do sistema de potência.

O colapso de tensão está associado com as demandas de potência reativa das cargas não adequadas, devido às limitações na produção e transmissão da mesma. As limitações na produção de potência reativa incluem os limites de gerador, o SVC de potência reativa e a potência reativa reduzida produzida pelos capacitores.

A limitação primária na transmissão de potência reativa são as altas perdas de potência reativa nas linhas carregadas fortemente e as saídas de linha. As demandas de potência reativas das cargas aumentam com o crescimento das cargas, o bloqueio de rotor

dos motores ou mudanças na composição da carga tal como uma proporção incrementada na carga de um compressor [6].

9 I FATORES QUE INFLUEM NA ESTABILIDADE DE TENSÃO

O principal fator responsável pela instabilidade de tensão é a inabilidade do sistema de potência em manter um apropriado balanço de potência reativa e sustentar as tensões nas barras do sistema em níveis aceitáveis [25], [27].

A estabilidade de um sistema elétrico de potência é um problema que abrange várias formas de manifestação, onde devem ser considerados os efeitos de diversos fatores de influência neste fenômeno, tais como geradores e seus dispositivos de controle e proteção, linhas de transmissão, equipamentos de compensação de potência reativa, transformadores e seus respectivos comutadores de tape, cargas de tipos e características diversas, configuração do sistema, etc. [40].

Outra literatura [41] menciona várias mudanças no sistema de potência que contribuem no colapso de tensão:

- Incremento da carga,
- Geradores ou SVC que alcançam seus limites de potência reativa,
- Ação de mudanças de TAPS nos transformadores,
- Dinâmica de recuperação de cargas,
- Perda de linhas de transmissão ou saídas do gerador.

Em alguns casos, além destes fatores, os estudos de estabilidade consideram os diversos Esquemas de Controle de Emergência (ECE), além de critérios [42] e tipos de contingências a serem analisados, para avaliação da segurança do sistema e definição de limites de transmissão e geração.

O colapso de tensão também pode ser produzido por uma cascata de eventos no sistema de potência, como por exemplo, quando uma série de motores de grande porte se bloqueiam em sucessão ou quando se alcança uma série de limites de potência reativa no gerador. As saídas em cascata são um fator significante nos colapsos de tensão, mas existem poucas técnicas analíticas desenvolvidas para compreendê-las ou calculá-las [43].

O principal enfoque disponível parece ser trabalhar a sequência de eventos individualmente com a assistência de programas computacionais de simulação [44]. Os métodos de continuação têm o potencial para calcular os eventos discretos das cascatas de modo que se possam determinar as margens de carga.

A representação da dinâmica de um sistema de potência pode ser escrita como um conjunto de equações algébrico-diferenciais, que possui a seguinte forma geral:

$$\dot{x} = f(x, y) \quad (1)$$

$$0 = g(x, y) \quad (2)$$

A equação (1) descreve os componentes dinâmicos do sistema, como geradores,

reguladores de tensão, etc. A equação (2) diz respeito à topologia da rede (equações de fluxo de carga convencional). Nas equações acima, *´´x´* representa as variáveis de estado e *´´y´´* representa as variáveis algébricas.

Geradores: para análise de fluxo de carga, um modelo que assume tensão terminal e potência constante tem sido usado (barra tipo PV). Isto considera parcialmente os efeitos dos reguladores de tensão e velocidade. Tais efeitos só são observados enquanto os limites de geração de potência reativa não são violados. Quando isto ocorre, a máquina tem seu valor de potência reativa fixado no limite e seu nível de tensão liberado [27], tornando-se uma barra de carga (barra tipo PQ). Durante as condições de baixa tensão, a demanda de potência reativa dos geradores pode exceder os limites de corrente de campo ou de corrente de armadura, assim, a reatância efetiva da rede cresce ou a tensão terminal baixa, agravando em ambos os casos a condição operativa. Com a potência reativa de uma unidade geradora limitada, a demanda deste tipo de potência das outras unidades é incrementada, podendo atingir seus limites. Com poucas unidades controlando a tensão, o fenômeno de colapso de tensão tem maior probabilidade de ocorrência. Se a análise de estabilidade de tensão é realizada com o método dinâmico ou se é focada a estabilidade de longo termo, equações diferenciais adequadas para modelagem dos geradores, além da representação dos AVR's e OXL's devem ser consideradas.

Linhas de Transmissão (LT): a potência reativa líquida transferida por uma linha de transmissão variará com seu ciclo de carga. Nos estudos de fluxo de potência e estabilidade, o modelo geralmente utilizado para representar uma linha de transmissão é o modelo π equivalente [27].

Capacitores paralelos: apesar de melhorarem o suporte local de potência reativa, têm o inconveniente de fornecer essa potência como função do quadrado da tensão. Portanto, podem não produzir bons resultados na operação com baixos níveis de tensão. São representados como susceptâncias de valor constante. O uso excessivo de capacitores em paralelo para a compensação da potência reativa em sistemas de transmissão pode levar o nível da tensão crítica, em relação à estabilidade de tensão, a valores dentro dos limites normais de operação, além de ocasionar uma fraca regulação de tensão e, geralmente, a menores margens de estabilidade.

Compensadores Estáticos de Potência Reativa (SVC): dentro de sua faixa de controle, a rápida resposta dinâmica destes equipamentos é muito vantajosa para a estabilidade do sistema. No entanto, apesar de proporcionarem maior flexibilidade, ao atingir seus limites de geração de potência reativa, tornam-se semelhante aos capacitores em paralelo [27]. Podem ser representados como barras tipo PV atrás de reatâncias iguais em porcentagens dos pendentes de regulação dos SVC. Estudos mais específicos podem requerer a modelagem do sistema de controle e dos esquemas de proteção dos SVC.

Capacitores série: produzem potência reativa proporcionalmente ao quadrado da corrente e independentemente da tensão nas barras, possibilitando reduzir a queda de tensão resultante da reatância da linha. Esta característica de auto-regulação faz com que estes equipamentos encontrem aplicações em linhas de transmissão curtas com o objetivo final de melhorar a estabilidade de tensão, em razão de serem tanto mais efetivos quanto mais é requerida a compensação [27]. A complexidade dos dispositivos de proteção e da

coordenação com as proteções de linha, além do eventual aparecimento do fenômeno de ressonância sub-síncrona, são suas desvantagens.

Compensadores síncronos: incluso com baixos níveis de tensão fornecem ao sistema uma potência reativa independente da tensão em seus terminais. Porém, quando atingem seus limites operativos, comportam-se como cargas reativas constantes (barra tipo PQ). No entanto, são equipamentos caros (em relação aos capacitores em paralelo) e precisam de maior manutenção.

Cargas: tanto a potência ativa como a potência reativa consumida pela carga global do sistema, são em geral, dependentes dos níveis de tensão e da frequência do sistema [27]. Existem dois tipos básicos de modelo de carga: o modelo dinâmico e o modelo estático.

Os modelos estáticos são expressões algébricas que determinam a potência consumida pela carga a partir da barra que a alimenta naquele instante em função da tensão, desprezando a variação da frequência, por ser esta geralmente muito reduzida. Um modelo que é frequentemente usado para representar a dependência das cargas com a tensão é o modelo polinomial [27]:

$$P = P_0 (p_1 V^2 + p_2 V + p_3) \tag{3}$$

$$Q = Q_0 (q_1 V^2 + q_2 V + q_3) \tag{4}$$

Este modelo é comumente chamado como modelo ZIP, dado que é composto por as parcelas de impedância constante (Z), corrente constante (I) e potência constante (P). Os parâmetros do modelo são $\boldsymbol{p_1}$, $\boldsymbol{p_2}$, $\boldsymbol{p_3}$ e $\boldsymbol{q_1}$, $\boldsymbol{q_2}$, $\boldsymbol{q_3}$, que definem as proporções de cada componente.

Comutadores de tape sob carga (OLTC) dos transformadores: fornecem o controle da tensão e da potência reativa do sistema elétrico. A atuação dos OLTC também pode contribuir para a instabilidade de tensão. A representação dos OLTC pode incrementar significativamente o tempo de simulação, devido a que eles têm intrinsecamente um atraso de tempo na ordem de 30 segundos e adicionalmente, 1-5 segundos são precisos para cada mudança subsequente de tape. Também é necessário modelar corretamente o tamanho do passo, a posição inicial, a margem de variação do tape, histerese, bandas mortas, etc.

Para compreender melhor a diminuição de tensão que ocorre no sistema de potência ao aplicar uma carga e a instabilidade pode presentar-se dita carga é muito excessiva, é conveniente analisar o circuito da figura seguidamente.

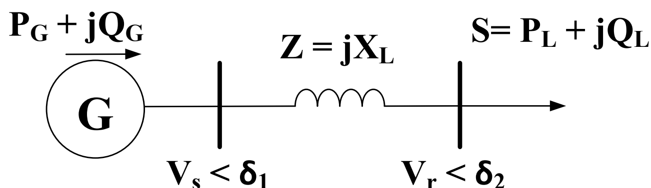


Figura 4. Modelo básico de um sistema de potência.

Fonte: Adaptado de [41]

O circuito da figura apresenta um gerador conectado a uma impedância Z, um uma tensão interna constante V_s que alimenta uma demanda de potência variável S. A equação geral que descreve a tensão na carga V_r é:

$$\mathbf{V_r * V_r - V_r * V_s + S * Z = 0} \quad (5)$$

Se se assume um fator de potência constante, pode-se desenhar a curva V_r versus S, como observado na figura seguidamente.

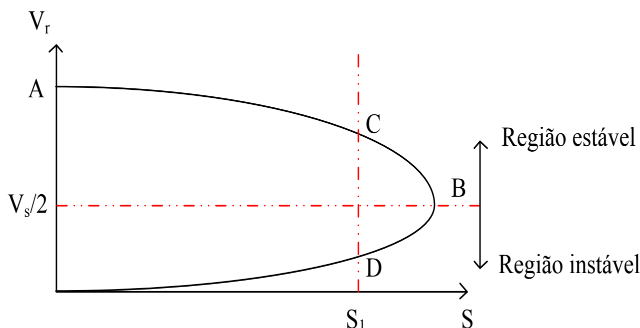


Figura 5. Curva de Estabilidade de Tensão em Estado Estacionário.

Fonte: Adaptado de [41]

O ponto B ou nariz da parábola depende do fator de potência. Se existem mudanças na rede, a curva se alterará.

Analisando-se a curva pode-se considerar:

- A - B a tensão V_r diminui conforme aumenta a potência S.
- O ponto B representa a máxima carga que pode fornecer a fonte. Para este ponto a tensão V_r é a metade da tensão V_s. Esta zona é considerada estável em tensão e o ponto B é o limite da estabilidade.
- B - C é conhecido como a zona de instabilidade de estado estacionário.
- Quando o sistema encontra-se operando no ponto S1 e analisa-se o ponto C, se a carga é incrementada pode-se atender a carga adicional sem nenhum problema. A zona C - B é a reserva do sistema.
- Se o sistema opera no ponto D, não é possível atender a carga além que se necessitara um aumento na tensão V_r.

10 I COMPORTAMENTO DO SISTEMA EM CONTINGENCIA

A segurança operativa é um aspecto relacionado com a capacidade de resposta de um sistema frente a uma determinada contingência ou ao um conjunto destas. A segurança

operativa pode ser associada ao cumprimento de critérios como N-1, que corresponde a um fator estático. Assim, a segurança existente no fornecimento energético está associada ao tipo de resposta que o sistema demostra para distintas contingências e eventualidades.

Um sistema ingressa em uma condição de emergência operativa quando existe a perda de um componente e que resultará em uma violação de tensão de uma barra ou sobrecarga de uma linha de transmissão ou um transformador. A perda de um componente também poderia esgotar ou diminuir as margens de reserva reativa. Neste caso será necessária remover as restrições violadas sem reduzir o impacto das cargas mediante ações como o redespacho das unidades geradoras ou a entrada em operação de outras unidades geradoras (Caso de sobrecarga de componentes operativos), inserção de elementos compensadores de potência reativa, como bancos de capacitores, motores de compensação síncrona, entre outros, etc. (Aumento de margem de potência reativa).

Um sistema pode chegar a um estado de extrema emergência operativa onde as restrições dos limites das equipes de operação foram superadas e existem cargas que não estão sendo atendidas, é dizer que a margem de reserva operativa é insuficiente para satisfazer a demanda, ou por uma configuração do sistema não pode ser fornecida.

O critério N-1 se cumpre quando ao aplicar uma contingência simples mais severa ao sistema, o mesmo segue operando em condições aceitáveis de operação, considerando que os fluxos na rede de transmissão mantenham-se dentro de os limites normais, não apresente instabilidade de tensão e não existam desconexões forçadas de cargas as equipes.

11 I MÉTODOS DE ANÁLISE DE ESTABILIDADE DE TENSÃO

A estabilidade de tensão pode ser analisada utilizando técnicas com modelos estáticos e/ou dinâmicos. A escolha do método depende basicamente da natureza da perturbação envolvida no problema e dos requisitos do estudo. A análise dinâmica considera o conjunto de equações algébrico-diferenciais que descrevem o comportamento do sistema. A análise dinâmica usa técnicas não lineares ou linearizadas de simulação no domínio do tempo ou no domínio da frequência. É importante para estudos envolvendo coordenação de controles e proteções, nas análises de ocorrências e como uma base para algumas análises estáticas [23]. Todos os elementos de compensação de potência reativa, incluindo capacitores e reatores shunt, SVC, etc., precisam ser representados adequadamente. Adicionalmente, esquemas especiais de proteção, como corte de carga por subtensão, bloqueio de OLTC, desconexão de reatores ou esquemas de isolação forçada de geradores devem ser modelados. As vantagens da análise dinâmica residem na possibilidade de captura da cronologia dos eventos e na reprodução fiel da dinâmica da instabilidade de tensão [27]. As desvantagens dessa análise residem na necessidade de aquisição de uma quantidade considerável de dados, do longo tempo de simulação e do não fornecimento direto de informações respeito da Margem de Carga e a área crítica, não identificação das ações de controle necessárias [40]. Técnicas de simulação com passo de integração variável, processamento paralelo e de simulação quase-dinâmica [49] vêm reduzindo consideravelmente o esforço computacional nas análises dinâmicas, tornando possível inclusive, a utilização deste tipo de análise em tempo real. Por outro lado, a análise estática

considera que, em muitos casos, a dinâmica do sistema com influência na estabilidade de tensão varia lentamente. A análise de estabilidade de tensão é desenvolvida, neste caso, considerando apenas o modelo de sistema utilizado nos estudos de fluxo de potência [40]. Quando os estados de um sistema de potência variam lentamente, pode-se anular sua dinâmica, tornando-o representado por um conjunto de equações puramente algébricas, e analisar seu comportamento como uma sucessão de pontos de equilíbrio [40]. Este modelo permite a identificação do ponto de colapso de tensão como uma bifurcação do tipo Sela-nó, caracterizada pela existência de um autovalor nulo da matriz Jacobiana de fluxo de carga [3]. A análise estática é recomendada por seu baixo custo computacional na análise em tempo real, e onde há necessidade de estudo de uma grande quantidade de condições e/ou contingências no sistema [27]. Entretanto, podem surgir dificuldades de convergência numérica do problema nas proximidades do ponto de colapso de tensão [40]. As vantagens adicionais da análise estática são: a capacidade de proporcionar informações em relação à condição de estabilidade do ponto de equilíbrio considerado, a margem de estabilidade de uma determinada condição operativa, as áreas críticas do sistema, a classificação de contingências críticas [50], a melhor localização e quantidade necessária de potência reativa para compensação, a obtenção do valor da geração para reserva girante [27] e a determinação do mínimo corte de carga requerido para preservar a operação da maior parcela do sistema elétrico considerado. Uma vez que a trajetória no tempo não é simulada na abordagem estática, os pontos de operação estudados podem não ser viáveis do ponto de vista operativo. Esta consideração, somada à necessidade de cautela na retenção e simplificação de mecanismos essenciais para o estudo são as desvantagens deste tipo de análise [40]. Por outro lado, na maioria dos casos as análises estáticas e dinâmicas são complementares, ou seja, cada tipo de análise oferece informações diferenciadas sobre a estabilidade do sistema elétrico [27]. Por sua vez, a análise quase-estática (QSS, Quasi-Steady State) ou quase-dinâmica, consiste em analisar um sistema, após o mesmo ter sofrido uma perturbação, e assumido que este sistema resista ao transitório gerado pela perturbação. Desta maneira, consegue-se simular o sistema elétrico por um intervalo de tempo razoável. Por isto, a simulação quase-estática é muitas vezes denominada de simulação de longo-prazo ou longo termo. As equações diferenciais que representam o sistema elétrico tornam-se nulas após o transitório, passando a serem equações algébricas que são resolvidas por processos iterativos. É uma técnica muito apropriada para variáveis discretas no tempo, como por exemplo, aquelas associadas aos OLTC e OXL. A grande vantagem é sem dúvida, o ganho de tempo computacional [27].

12 I ESTRATÉGIAS DE SEGURANÇA

O colapso (apagão) é o estado que alcança um sistema elétrico e o qual se deixa de atender uma quantidade importante ou a totalidade da carga do sistema e é antecedido por uma sequência de eventos que normalmente estão ligados ao falho de algum dos componentes do sistema elétrico de potência. Os colapsos podem ser originados por um defeito na subestação elétrica, por danos nas linhas de transmissão, danos no sistema de distribuição, curto circuitos, sobrecargas inesperadas em sistemas como circuitos muito próximos a seu limite de capacidade, colapso de tensão, etc. As consequências deste

fenômeno são consideráveis, e a principal é a perda de sincronismo do sistema elétrico. Retomar o sincronismo é uma tarefa complexa, que pode tomar um tempo considerável para sua realização [45]. Em princípio qualquer sistema elétrico é suscetível ao colapso.

O processo que leva um sistema a um colapso elétrico (apagão) é originado quando um elemento do sistema sai de operação de forma imprevista. A saída deste elemento pode provocar sobrecarga em elementos, tais como, linhas de transmissão e transformadores. As sobrecargas podem provocar a ativação das proteções correspondentes e desta forma os elementos que se encontram mais sobrecarregados do sistema saem de operação, ocasionando por sua vez, que outros elementos se sobrecarreguem e também saiam de operação. Esta sequência pode continuar até que a maioria ou todo o sistema seja desconectado [46]. Isto é chamado efeito cascata.

O ECE dos sistemas elétricos de potência deve proteger as partes mais importantes da rede e devem se manter em operação a maior parte do sistema elétrico. O objetivo fundamental é reduzir o impacto dos eventos quando estes aparecem estabelecendo procedimentos que conduzam o alisamento da falha e deixando fora de serviço a menor quantidade possível de usuários. Existem ECE baseados nas estratégias que são combinadas [47]. A primeira consiste em dividir o sistema em subsistemas e a segunda consiste em desconectar algumas cargas. O módulo de separação é baseado nos conceitos da teoria de grafos e a desconexão de carga é baseada em esquemas automáticos de corte associados à frequência do sistema (UFLS: under frequency load shedding) [48].

Em relação a contingências associadas à estabilidade de tensão, o sistema de potência deve ter a habilidade de manter as tensões de estado estável em todas as barras do sistema depois de haver estado sujeito a um distúrbio desde uma condição dada [24]. Em termos gerais, a estabilidade de tensão é definida como a capacidade do sistema de potência de manter as tensões constantes em todas as barras do sistema depois da ocorrência de uma perturbação pequena ou grande para uma condição inicial de operação dada.

O controle das tensões e a gestão de potência reativa estão intimamente ligados. O controle de tensão é necessário à utilização de equipes de geração e transporte para injetar ou absorver potência reativa com o fim de manter as tensões em todas as barras do sistema dentro das margens requeridas. A instabilidade pode resultar na forma de uma progressiva queda de tensão ou elevação da tensão em algumas barras. Um possível resultado da instabilidade é a perda de carga em uma área, ou o disparo da linha de transmissão e outros elementos devido a seus sistemas de proteção. A perda de sincronismo de alguns geradores pode resultar de uma destas saídas.

Os fatores que podem causar a instabilidade de tensão e que pode levar ao sistema a um colapso são:

- Aumento da carga, ou excesso da mesma no sistema.
- Grandes distâncias entre geração e carga.
- Baixos níveis de tensão da geração nas centrais.
- Restabelecimento da carga via operação de transformadores com comutadores

de tap (ULTC).

- Desempenho de equipes de compensação de potência reativa (capacitores, compensadores síncronos, etc.)
- Insuficiência de compensação reativa na carga.
- Balanço de potência reativa (Demanda excessiva, geração insuficiente)
- Fraca coordenação de tensão em vários sistemas de controle e proteção.

O problema instabilidade por colapso de tensão pode ser agravado pelo uso excessivo de capacitores de compensação em paralelo.

Além de tudo isto, a seguir se menciona algumas *estratégias de segurança* ante um fenômeno de instabilidade de tensão:

- Sistemas de corte de cargas por baixa tensão.
- Aplicação de equipamentos de compensação de potência reativa (compensadores síncronos ou estáticos, banco de capacitores, etc.).
- Controle de mudança de TAP's nos transformadores (ULTC).
- Desconexão manual de carga.
- Sistemas lógicos, rápidos para realizar a desconexão de carga, ´´ECE´´.
- Reforço do sistema nas barras mais críticas em termos de estabilidade de tensão projetando geração adicional [62] para o suporte de potência reativa.

13 I ANÁLISE ESTÁTICA. METODOLOGIA E TÉCNICAS

14 I INTRODUÇÃO

A análise estática considera que em muitos casos, a dinâmica do sistema com influência na estabilidade de tensão varia lentamente. Assim sendo, o modelo dinâmico, representado através do conjunto de equações diferenciais, pode ser reduzido a um conjunto de equações puramente algébricas para cada ponto de equilíbrio, considerando-se apenas o modelo de sistema utilizado nos estudos de fluxo de potência [24]. As equações linearizadas de fluxo de potência podem ser representadas por:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = j \begin{bmatrix} \Delta \Theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (6)$$

Onde **J** representa a matriz Jacobiana do problema de fluxo de carga. O conhecimento destas técnicas e até mesmo uma combinação delas, permite identificar informações de extrema importância, tais como, o limite de máximo carregamento, a margem de estabilidade de uma determinada condição operativa, as barras e áreas

críticas do sistema e as margens de potência reativa das barras do sistema, dentre outras. Diversas técnicas com este enfoque podem ser utilizadas para a avaliação dos sistemas em termos de estabilidade de tensão. Dentre elas, por citar algumas, encontram-se a Teoria de Bifurcações, os Métodos Diretos, o Método da Continuação, as curvas P-V, as curvas Q-V, as Matrizes de Sensibilidade, as Técnicas de Otimização, as Funções de Energia, o Vetor Tangente, a Família de Funções Testes, os Determinantes do Jacobiano Reduzido, a determinação do Menor Autovalor e do Menor Valor Singular, etc.

Os métodos de análise estática são geralmente mais utilizados que os métodos dinâmicos, uma vez que as simulações no domínio do tempo requerem uma modelagem mais complexa dos componentes do sistema, sendo a quantidade de dados requerida muito maior e mais difícil de ser obtida. Por sua vez, a base de dados requerida pelas ferramentas que fazem uso dos métodos estáticos é de mais fácil obtenção, sendo praticamente a mesma base de dados utilizada para os estudos de fluxo de potência convencionais [16].

A análise estática é recomendada, por seu baixo custo computacional, na análise em tempo real, e onde há a necessidade de estudo de uma grande quantidade de condições e/ou contingências no sistema. As vantagens adicionais da análise estática são: a capacidade de proporcionar informações a respeito da condição de estabilidade do ponto de equilíbrio considerado, o limite de máximo carregamento, a margem de estabilidade de uma determinada condição operativa, as áreas críticas do sistema, a classificação de contingências críticas [51] e a melhor localização e quantidade necessária de potência reativa para compensação ou obtenção de reserva girante. A riqueza de informações que a análise estática pode proporcionar também qualifica esta técnica para a complementação das análises dinâmicas de estabilidade de tensão. Uma vez que a trajetória no tempo não é simulada na abordagem estática, os pontos de operação estudados podem não ser viáveis do ponto de vista operativo. Esta consideração, somada à necessidade de cautela na retenção e simplificação de mecanismos essenciais para o estudo são as desvantagens deste tipo de análise [56]. Por outro lado, na maioria dos casos as análises estáticas e dinâmicas são complementares, ou seja, cada tipo de análise oferece informações diferenciadas sobre a estabilidade do sistema elétrico.

O colapso de tensão está associado com a singularidade da matriz Jacobiana de fluxo de carga. Neste ponto de singularidade, conhecido como bifurcação Sela-nó, a citada matriz tem um autovalor nulo [52]. Bifurcações induzidas também poderiam ocorrer devido ao esgotamento repentino das fontes de potência reativa. Assim, a determinação das barras críticas do sistema (aquelas onde a instabilidade é originada) é importante. Estas barras críticas constituem o conjunto potencial de barras candidatas a reforços para evitar o aparecimento do fenômeno de colapso de tensão. A análise modal é utilizada para identificar áreas do sistema propensas a apresentar problemas de estabilidade de tensão e para determinar as melhores estratégias de suporte de potência reativa [53]. A análise modal é mais efetivamente usada para estudos de determinação de reforços do sistema ou o melhoramento das medidas de controle adotadas, quando é realizado no ponto de máxima carga do sistema ou perto do mesmo [54]. As tensões críticas nas barras, associadas ao ponto de máxima carga, podem mudar quando se altera a configuração da rede, devido a saídas de operação dos elementos do sistema ou com as variações na magnitude e composição da demanda dos consumidores [56].

A exemplo das curvas PV (técnica para estudos de estabilidade de tensão de grande difusão no setor elétrico), as denominadas curvas QV fornecem informações muito importantes para os estudos de estabilidade de tensão, constituindo outro dos métodos estáticos mais empregados pelos especialistas da área [3].

15 I CURVA Q-V E MARGEM DE POTÊNCIA REATIVA

O uso da curva QV pode ajudar os engenheiros na identificação das barras críticas do sistema assim como na determinação das injeções de potência reativa necessárias nessas barras para garantir a operação segura do sistema, em relação à estabilidade de tensão [57]. Através da curva QV é possível obter o Nível Crítico de Tensão e a Margem de Potência Reativa (MPR) de um barramento.

Os dados obtidos na curva Q-V são possíveis determinar o Nível Crítico de Tensão e a Margem de Potência Reativa (MPR) de um barramento.

O **Nível Crítico de Tensão** é o valor de tensão correspondente ao ponto de mínimo da curva, a partir do qual se observa um comportamento contrário ao esperado, isto é, um aumento na geração de potência reativa acarreta uma diminuição no nível de tensão [3]. Este ponto mínimo, onde a derivada dQ/dV é zero, representa o limite de estabilidade de tensão.

A **Margem de Potência Reativa (MPR)** é medida pela distância entre o eixo horizontal e o ponto mínimo da curva. Se este ponto mínimo estiver acima do eixo horizontal, o sistema estará deficiente de potência reativa, sendo recomendada a instalação de equipamentos de controle de potência reativa adicionais na barra considerada. Na condição em que o ponto crítico ficar abaixo do eixo horizontal, o sistema tem alguma Margem de Potência Reativa. Isso porque as curvas Q-V são traçadas considerando-se a potência reativa positiva como sendo a injetada na barra, através de um compensador síncrono fictício ligado nesta barra [57]. Note que somente barras PV podem apresentar o ponto de mínimo acima do eixo da abscissa.

A principal característica da curva Q-V é que no ponto de máximo carregamento da curva PV, a MPR da barra crítica é praticamente nula, ou até mesmo inexistente.

Uma importante contribuição da curva Q-V é a informação em relação à robustez do sistema, que pode ser obtida através da inclinação da curva (dQ/dV): sendo ela positiva, no lado direito da curva QV, em relação ao ponto de mínimo, os pontos representam condições estáveis de operação, já que um incremento na geração de potência reativa produza um incremento no nível de tensão. Os pontos no lado esquerdo da curva, em relação ao ponto de mínimo, [32] representam condições instáveis de operação. Nestes pontos, as tensões podem ter uma magnitude muito pequena e produzir a ativação dos dispositivos de proteção [27]. Entretanto, é conveniente ressaltar que a curva Q-V não oferece indicação sobre a capacidade de carregamento do sistema, mas é traduzida como um indicativo relevante nas análises dos processos de carregamento do mesmo [40].

Na Figura 6 é mostrada a típica Curva Q-V, onde o MPR<0 indica que existe reserva de potência reativa, MPR=0 onde não existe disponibilidade de potência reativa e MPR>0 que indica um déficit de Potência Reativa.

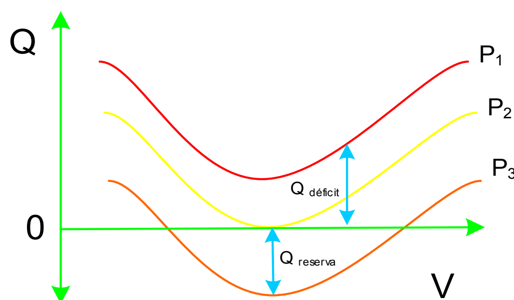


Figura 6. Curva Q-V. Indicações de Margem de Potência Reativa (MPR).

Existem, no entanto, alguns autores que criticam o uso das curvas QV para a análise de estabilidade de tensão, pelo fato de que diminuindo a tensão numa barra por vez, o que equivale a carregar somente essa barra, o tipo de solicitação que vai ter o sistema é irreal, atingindo tensões muito baixas na barra estudada [23].

O uso das curvas P-V e Q-V para a previsão da vulnerabilidade ao colapso de tensão e para a identificação de variações de tensão nas barras críticas quando ocorrem mudanças na carga e/ou suporte de potência reativa foi difundido em empresas do setor elétrico do mundo inteiro.

Na curva Q-V, o valor da tensão para a solução do problema de fluxo de potência, obtido quando a fonte de potência reativa é a mais negativa possível, é um ponto de bifurcação Sela-nó e de limite para a estabilidade de tensão [59]. Assim, o uso da curva Q-V nas análises de segurança de tensão pode trazer importantes informações em relação ao estado do ponto operativo, identificando dispositivos que poderiam influir a MC do sistema, assim como as áreas envolvidas ou candidatas para as ações de controle [60].

O problema de identificação da barra crítica pode ser resolvido efetivamente com o uso do Vetor Tangente (VT). Outra maneira de identificar esta barra pode ser através da curva QV, em cujo caso, a ênfase é focada na identificação das barras com menor reserva de potência reativa [57]. Esta curva tem um ponto mínimo que corresponde à MPR da barra analisada.

Este ponto está associado a uma matriz Jacobiana singular. Após a identificação da barra crítica e do cálculo da MPR, podem ser determinadas as contingências mais críticas em relação a seu impacto na MPR, e dizer, quais são as contingências que levam à menor MPR [57].

Em [57] investiga-se o uso das curvas P-V e Q-V no cenário de planejamento. Com a curva PV é obtida a Margem de Carga (MC) do sistema e com a curva Q-V é calculada a Margem de Potência Reativa (MPR) associada com cada barra. Combinando estas informações pode ser identificada a área crítica do sistema, as atuais condições de operação, as contingências mais severas e as obras de reforço mais importantes. A MC do sistema é incrementada quando os reforços têm lugar perto de barras com grandes MPR. As contingências mais severas são aquelas que acontecem nos circuitos ligados nestas barras. As análises de segurança do sistema, sob o ponto de vista do colapso de tensão,

precisam de algumas informações associadas com as características locais do sistema. Em adição às barras críticas, os ramos ligados às mesmas também desempenham um papel importante no fenômeno de estabilidade de tensão.

Após a identificação da barra crítica e do cálculo da MPR, podem ser determinadas as contingências mais críticas em relação a seu impacto na MPR, e dizer, quais são as contingências que levam à menor MPR [57]. Em relação às contingências em geradores, as saídas de serviço das barras do tipo PV com MPR positiva no ponto de bifurcação constituem as contingências mais severas em relação à MC, o que fornece um critério para as análises de contingências em geradores, já que a identificação das barras PV com maior MPR positivo conduz à determinação das contingências mais críticas [57].

No que diz respeito às contingências em linhas de transmissão, em [57] são calculadas as MPR das barras terminais das linhas consideradas, ordenando as contingências de acordo com a MPR dessas barras. No entanto, os resultados obtidos não são conclusivos, já que variam em função do sistema analisado (no mesmo trabalho é recomendado o uso combinado da MPR junto com outros índices, como a norma do vetor tangente no caso base). Uma vez que todas essas peças de informação (barras críticas, MC, MPR e análise de contingências) são recolhidas, devem ser focados os reforços na rede elétrica, escolhendo aqueles que melhoram de modo geral as características operativas do sistema [57]. Em consequência com o método das curvas Q-V, obtém-se a quantidade de potência reativa necessária para manter um nó a uma tensão especificada, dando entrada a outra margem de estabilidade.

Uma metodologia normalmente utilizada para a obtenção da curva Q-V de uma determinada barra é a seguinte [27]:

- Ajustar o sistema a um ponto operativo de interesse e resolver o problema de fluxo de potência para esse caso.
- Ligar na barra em estudo um compensador síncrono fictício com seus limites de potência reativa abertos, ou seja, converter a barra em questão em uma barra tipo PV, com limites abertos.
- Variar em passos pequenos a tensão de referência da barra PV.
- Resolver os casos de fluxo de potência para cada tensão obtida no passo anterior. Para cada nível de tensão, registrar as potências reativas injetadas na barra em estudo.
- Repetir o processo até obter a suficiente quantidade de pontos ou estabelecer algum critério de parada.
- Traçar a curva QV com os pontos registrados.

16 I CURVA P-V

A curva P-V é o resultado de resolver repetidamente o problema de fluxo de carga,

à medida que vá incrementando a demanda, seja em uma barra ou em todas as barras de um sistema de potência. As variáveis a diagramar são as tensões nos nós do sistema e a demanda da expressa em (p.u). A magnitude da tensão em qualquer nó do sistema é uma variável de estado e a demanda da carga é um dado, estas curvas são diagramas de bifurcação Sela-nó. Na prática são utilizadas porque fornecem o ponto de colapso, ou a máxima demanda que pode suportar o sistema.

A seguinte figura e mostrada às curvas P-V de um sistema de duas barras para vários níveis de fator de potência.

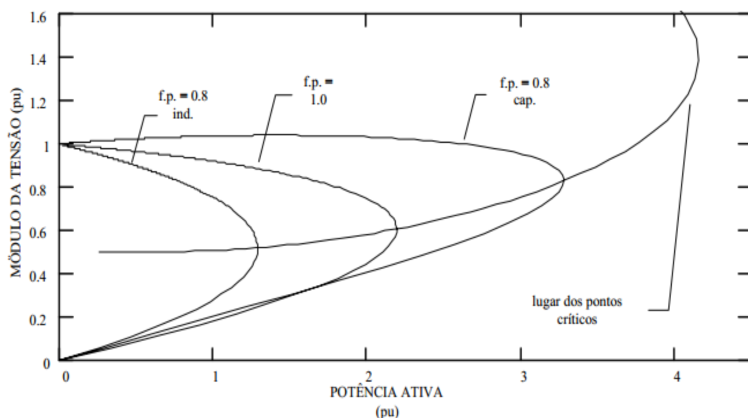


Figura 7. Curva P-V. Sistema de duas barras. Tensão V.S. Potência. Vários fp.

Fonte: Adaptado de [19]

Na Figura 8 nota-se que até o carregamento máximo (ponto crítico), para cada fator de potência há dois valores de tensão, exceto no ponto crítico onde apenas um valor de tensão ocorre. Este ponto corresponde ao limite de carregamento [19].

A distância de um determinado ponto de operação de qualquer uma destas curvas até o ponto crítico é denominada margem de carga. A margem de carga é uma informação muito importante, pois, sabendo-se que o sistema perde a estabilidade a partir do ponto crítico, e conhecendo-se a margem de carga, serão adotadas medidas de controle para evitar o ponto de colapso ou amenizar o corte de carga. A curva PV em certas condições pode representar um tipo de bifurcação bastante estudada em estabilidade de sistemas elétricos [19].

17 I MÉTODO DA CONTINUAÇÃO

Este método tem o objetivo de traçar a curva PV de uma ou várias barras do sistema. Uma vez traçada a curva, obtêm-se as informações exclusivas para a análise de estabilidade de tensão [01]: Margem de carga (MC) e o ponto de Colapso de Tensão. Através de sucessivos incrementos de carga traça-se a curva P-V, a partir de um determinado ponto

de operação. Em termos concretos a curva PV é equivalente ao diagrama de bifurcação.

O método da continuação tem a capacidade de traçar toda a curva P-V, inclusive a parte de baixo do ponto de colapso, porque utiliza técnicas para evitar a singularidade da Matriz Jacobiana. Este método está dividido em três etapas: Previsor, Corretor e Parametrização.

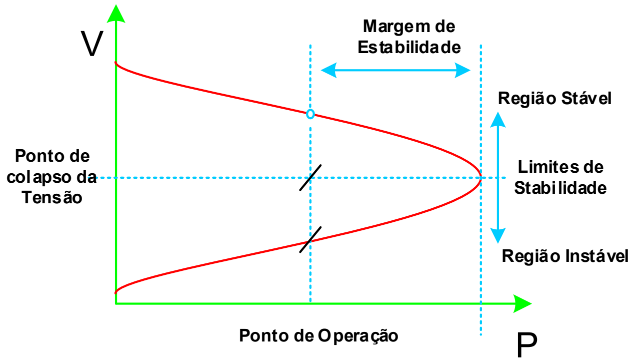


Fig.8. Curva típica P-V

A equação que representa o sistema de equações do fluxo de potência dadas estas modificações e considerando as variáveis de estado x de um fluxo de potência e o parâmetro λ que leva o sistema de um ponto de equilíbrio a outro é:

$$f(x, \lambda) = 0 \tag{1}$$

Em consequência, até chegar próximo ao ponto de *Sela-nó* são necessários os seguintes passos:

Previsor: Dada uma direção de crescimento de carga (Δλ) determinasse-se os novos incrementos das variáveis de estado (Δx). O previsor adotado com sucesso no método da continuação é o previsor pelo vetor tangente, detalhado a seguir.

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = [J] \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \tag{2}$$

O vetor tangente ΔV/Δλ é finalmente obtido:

$$\begin{bmatrix} \dfrac{\Delta \theta}{\Delta \lambda} \\ \dfrac{\Delta V}{\Delta \lambda} \end{bmatrix} = [J]^{-1} \begin{bmatrix} P_o \\ Q_o \end{bmatrix} \tag{3}$$

Corretor: Corrijam-se os novos valores das variáveis de estado, obtidas em no caso *Previsor*, resolvendo f(x, λ) = 0, garantindo o novo ponto de equilíbrio. O método a

ser utilizado no passo corretor é o método de Newton-Raphson considerando o método previsor como estimativa inicial.

18 I MÉTODO DO VETOR TANGENTE

Sabe-se que o vetor tangente converge para o autovetor à direita associado ao autovalor nulo [65]. Portanto, a sensibilidade do vetor tangente está também associada às variações de tensão e ângulo. E pela mesma razão (convergência do vetor tangente com autovetor à direita) pode-se concluir que a maior componente em módulo do vetor tangente indica a variável mais sensível no ponto de bifurcação. Além do mais, sabe-se que no ponto de colapso variações infinitesimais na carga produzem grandes variações de tensão e ângulo. Logo, neste ponto, os elementos do vetor tangente são muito grandes e o inverso de cada um tende para zero.

Diante dessas características do vetor tangente, as referências [13,14] apresentam uma nova metodologia, com um significativo ganho de custo computacional em relação ao método da continuação. O ponto de Sela-nó é determinado por extrapolação, admitindo que o inverso da maior componente do vetor tangente tem um comportamento quadrático. A justificativa deste comportamento quadrático é apresentada em [3].

Outra facilidade do emprego do vetor tangente é o fato da maior componente deste vetor indicar a barra mais sensível, isto é, uma pequena variação de carregamento provoca grandes variações de tensões e ângulos, caracterizando a barra mais susceptível ao colapso de tensão em um determinado ponto de operação. Esta característica é a mais vantajosa do método, já que informações sobre a sensibilidade de controle podem ser obtidas com um baixo custo computacional. Por esta razão, este método é utilizado neste trabalho.

APLICAÇÃO DA TEORIA NA PRÁTICA SIMULAÇÕES REALIZADAS

1 I METODOLOGIA APLICADA NAS SIMULAÇÕES

Nesta parte do trabalho tem o objetivo de proporcionar ferramentas baseadas nas curvas P-V e Q-V para a análise de estabilidade de tensão. O mesmo utiliza a ferramenta unificada de estabilidade transitória proposta em [17] para as análises do comportamento de sistemas ante perturbações. A ferramenta computacional (pqinstavel.exe) foi dada pelo Orientador do trabalho.

Após a simulações de contingências nos sistemas, que serão mencionadas mais abaixo, obtém-se os dados como classificação de Margem de Carga Reativa, Margem de Carga do Sistema e Classificação de posições de sensibilidade do Vetor Tangente, para determinar as barras mais críticas em termos de estabilidade de tensão. Por fim, serão injetadas gerações adicionais (geração distribuída) nas barras candidatas determinadas pelas ferramentas empregadas. Posteriormente serão novamente submetidas a análises e serão comparados com os casos iniciais.

2 I DEFINIÇÃO DE CRITÉRIOS DE ANÁLISE PARA AÇÕES CORRETIVAS

1. Determinar as barras com inexistência ou déficit de margem de potência reativa (MPR) dos casos base para margem de carga de 1,000 p.u. e ponto de carga perto ao colapso de tensão (singularidade).

2. Aplicar contingências relacionadas que presentam maior déficit de potência reativa e que aceleram o colapso de tensão nos sistemas analisados.

3. Uma vez determinadas as contingencias mais críticas, aplicar gerações adicionais nos pontos de maior criticidade.

4. Determinar os MPR partindo dos resultados dos casos base e casos com reforço de gerações, em termos de estabilidade de tensão.

5. Realizar a comparação de resultados obtidos dos casos base e dos casos com reforços de gerações adicionais (visando o MPR).

6. Utilizar a ferramenta fornecida pelo Vetor Tangente. Obter a classificação de posições do VT e processar a informação obtida para logo realizar as comparações de resultados de casos base com geração normal e com geração adicional dos casos que serão estudados.

7. Para comparação, realizar ações corretivas como: corte de carga, utilizando a classificação de valores do vetor tangente (VT) do pior caso de cada sistema analisado e comparar de novo com os casos base e casos com reforço de gerações.

8. Uma vez realizadas as medidas corretivas injetando geração adicional nas barras candidatas, serão efetuadas ações de controle nas barras mais sensíveis indicadas pelo VT. Isto é feito com o objetivo de mostrar as variações de posições ocorridas nas barras mais sensíveis da classificação do VT ao ser aplicadas ações de controle em essas barras, ligando bancos de capacitores (BC) a níveis de 23kV normalizadas e utilizadas nos sistemas de potência analisados.

3 I SISTEMAS ANALISADOS

1. Sistema acadêmico IEEE 14 barras (ANEXO 3). Este sistema teste é incluído nas análises, com o objetivo de que os resultados obtidos no mesmo sejam utilizados, posteriormente, no sistema de potência real do SIN paraguaio.

2. Sistema ANDE. Sistema de potência real do SINP de Paraguai (ano 2017), (ANEXO 1,2). É importante mencionar que neste sistema de potência (operativo) serão analisados novamente dois períodos de carga (máxima carga da tarde e máxima carga da noite). Cada período de carga tem um comportamento particular, razão pela qual são analisados de forma separada.

Em cada caso avaliado serão exibidos os seguintes dados:

- Classificação de MPR, do caso base em margem de carga de 1,000 p.u, e no ponto perto ao colapso de tensão. Será exposta a disponibilidade de MPR por níveis de tensão e o total de barras analisadas.

- De modo a facilitar a compreensão, serão visualizados gráficos demonstrativos com índices como a classificação de MPR para margem de carga de 1,000 p.u, perto ao ponto do colapso de tensão e margem de carga do ponto final de operação do sistema em p.u.

- Tabelas de resultados para cada analise onde serão visualizadas as mudanças nas classificações de posições de barras críticas monitoradas.

- Finalmente serão realizadas as comparações e conclusões para cada resultado obtido nas simulações.

4 I RESULTADO DAS SIMULAÇÕES

5 I SISTEMA TESTE IEEE 14 BARRAS

Dados do sistema

- Barra swing (referência angular do sistema): Barra 01.

- Barras PV (com controle de tensão): Existem 4 barras PV representadas; barras 02, 03, 06 e 08.

- Não estão representados transformadores com comutação automática (OLTC).
- Este sistema tem um capacitor Shunt na barra 09. Não tem reatores Shunt.
- O diagrama de sistema é mostrado no ANEXO 3.

Nas tabelas abaixo são mostrados os dados de simulações obtidos a traves do software (fornecido pelo Orientador).

Caso Base (Carregamento 1,000 p.u.)				Caso Base (Carregamento 1,830 p.u.)			
Num.	**Nome**	**MCR (MVAr)**	**Rank**	**Num.**	**Nome**	**MCR (MVAr)**	**Rank**
2	BARRA02--138	-970,51	1	11	BARRA11---66	-19,77	1
5	BARRA05--138	-284,23	2	8	BARRA08---33	-4,85	2
4	BARRA04--138	-256,48	3	5	BARRA05--138	-0,12	3
3	BARRA03--138	-151,82	4	4	BARRA04--138	0,03	4
9	BARRA09---66	-92,13	5	14	BARRA14---66	0,66	5
10	BARRA10---66	-80,66	6	10	BARRA10---66	0,87	6
11	BARRA11---66	-77,01	7	13	BARRA13---66	0,90	7
13	BARRA13---66	-76,02	8	12	BARRA12---66	0,92	8
6	BARRA06---66	-75,13	9	9	BARRA09---66	1,41	9
12	BARRA12---66	-65,18	10	6	BARRA06---66	25,50	10
14	BARRA14---66	-62,41	11	3	BARRA03--138	43,69	11
8	BARRA08---33	-40,92	12	2	BARRA02--138	60,82	12
	Total	**-2.232,50**			**Total**	**110,06**	

Tabela 1. Classificação de barras em forma decrescente em MVAr para ´´Caso base´´ e singularidade. 14 barras.

Na **Tabela 1** observa-se a classificação de MPR de barras monitoradas em MVAr de forma decrescente. Observa-se que as barras mais críticas são as barras BARRA06---66, BARRA03—138 e a BARRA02—138, para margem de carga de 1,830 p.u. (níveis críticos de margens de potência reativa)

Caso Base (Carregamento 1,000 p.u.)				Caso Base (Carregamento 1,830 p.u.)			
138kV				*138kV*			
Num.	**Nome**	**MCR (MVAr)**	**Rank**	**Num.**	**Nome**	**MCR (MVAr)**	**Rank**
2	BARRA02--138	-970,51	1	2	BARRA02--138	60,82	4
3	BARRA03--138	-151,82	4	3	BARRA03--138	43,69	3
4	BARRA04--138	-256,48	3	4	BARRA04--138	0,03	2
5	BARRA05--138	-284,23	2	5	BARRA05--138	-0,12	1
	Total	**-1.663,04**			**Total**	**104,42**	

66kV			
Num.	Nome	MCR (MVAr)	Rank
6	BARRA06---66	-75,13	5
9	BARRA09---66	-92,13	1
10	BARRA10---66	-80,66	2
11	BARRA11---66	-77,01	3
12	BARRA12---66	-65,18	6
13	BARRA13---66	-76,02	4
14	BARRA14---66	-62,41	7
	Total	**-528,54**	

66kV			
Num.	Nome	MCR (MVAr)	Rank
6	BARRA06---66	25,50	7
9	BARRA09---66	1,41	6
10	BARRA10---66	0,87	3
11	BARRA11---66	-19,77	1
12	BARRA12---66	0,92	5
13	BARRA13---66	0,90	4
14	BARRA14---66	0,66	2
	Total	**10,49**	

33kV			
Num.	Nome	MCR (MVAr)	Rank
8	BARRA08---33	-40,92	1
	Total	**-40,92**	

33kV			
Num.	Nome	MCR (MVAr)	Rank
8	BARRA08---33	-4,85	1
	Total	**-4,85**	

Tabela 2. Classificação de barras de forma decrescente em MVAr para ´´Caso base´´ e singularidade por níveis de tensão. 14 barras.

Na **Tabela 2** observa-se as classificações de MPR de barras monitoradas em MVAr de forma decrescente e por níveis de tensão. Note-se que nos níveis de tensão de 138kV, existem maior déficit de potência reativa com respeito aos outros níveis de tensão (no ponto perto na singularidade). Só a barra 5 tem reserva ou disponibilidade de potência reativa (valor negativo). A maioria das barras de 66kV não tem disponibilidade de reserva de potência reativa, com exceção da barra 11 com 19,77MVAr (negativo).

Partindo dos resultados obtidos nas simulações, onde os nós mais críticos são a **BARRA06---66, BARRA03--138 e BARRA02--138;** serão aplicadas contingências que impliquem a perda de circuitos, ou geradores, relacionados com estas barras. As mesmas determinariam um maior grau de criticidade, considerando que as mesmas têm déficit de potência reativa.

Para a margem de carga de 1,000 p.u., observa-se uma grande disponibilidade de reserva de potência reativa (valores negativos).

Resume de Contingências ∑MPR				
Nome da Contingência	**Contingência**	***MVAr***		***Carga p.u.***
		Carregamento 1,000 p.u.	**Próximo à Singularidade**	**Ponto final de Operação**
CONT-00	Caso Base	-2.233	110	1,830
CONT-01	Perda circuito 2-4	-1.892	78	1,580
CONT-02	Perda circuito 2-5	-1.805	61	1,650
CONT-03	**Perda circuito 2-3 ou 3-2**	**-1.588**	**-73**	**1,310**
CONT-04	Perda Gerador 2	-2.042	-105	1,780
CONT-05	Perda circuito 1-2	-1.692	-17	1,650
CONT-06	Perda circuito 3-4	-1.895	-8	1,820
CONT-07	Perda Gerador 3	-1.877	29	1,690
CONT-08	**Perda Transformador 6-5**	**-1.347**	**130**	**1,260**
CONT-09	Perda Gerador 6	-2.094	47	1,690
CONT-10	Perda circuito 6-11	-2.202	123	1,800
CONT-11	Perda circuito 6-12	-2.068	116	1,790
CONT-12	**Perda circuito 6-13**	**-2.084**	**131**	**1,690**

Tabela 3. Resultado de simulações das contingencias aplicadas e a somatória de MPR total de barras monitoradas. 14 Barras.

A **Tabela 3** exibe os somatórios de MPR associadas às contingências aplicadas às barras mais críticas do caso base. Observa-se que a margem de carga do sistema (caso base) é de 1,830 p.u. Em consequência, tomam-se as seguintes contingências como as mais críticas, pelos seguintes motivos:

- **CONT-03.** Perda do circuito de interligação das barras 2 e 3, observa-se um valor de -73 MVAr, com uma margem de carga do sistema (1,310 p.u), muito abaixo ao do caso base. Isto implica que qualquer circuito relacionado, implicará um maior grau de severidade que aceleraria o colapso de tensão com menor margem de carga do sistema.

- **CONT-08.** Perda de transformador das Barras 6 e 5. Observa-se maior déficit de MPR ao nível total do sistema e com valores de margem de carga de 1,260 p.u.

- **CONT-12.** Perda do circuito de interligação das narras 6 e 13. Observa-se o maior déficit de MPR ao nível de sistema. A margem de carga do sistema nessa contingencia está limitada a 1,690 p.u.

A seguir, mostram-se alguns gráficos indicativos conforme os resultados obtidos nas simulações.

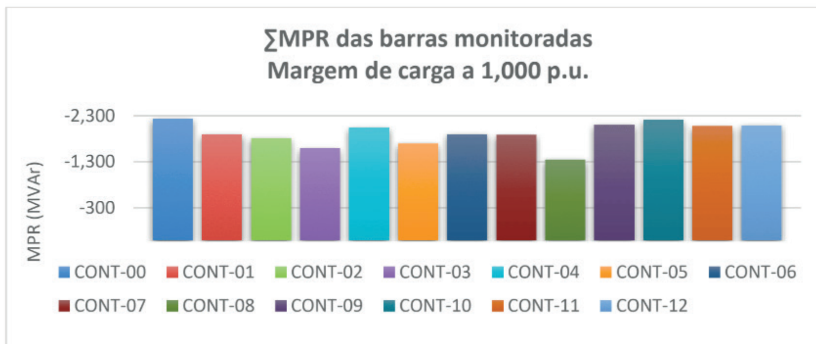


Gráfico 1. Somatória de MPR. Margem de carga de 1,000 p.u. 14 barras.

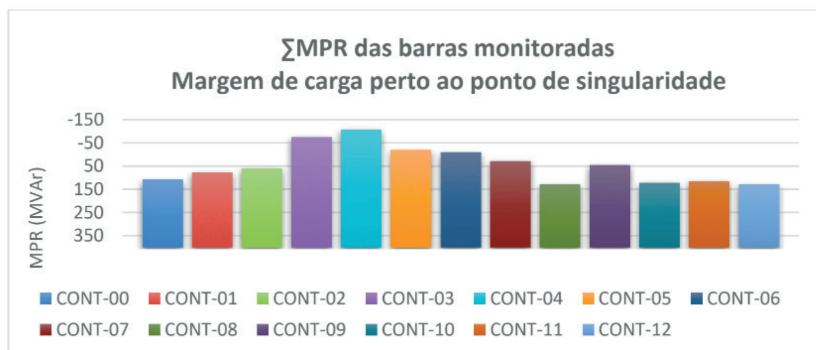


Gráfico 2. Somatória de MPR perto ao colapso de tensão. 14 barras.

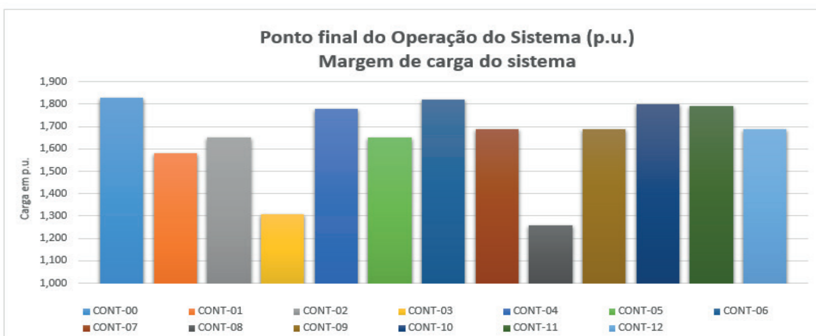


Gráfico 3. Margem de carga do sistema. 14 barras.

O **Gráfico 1** exibe a reserva de potência reativa em MVAr a nível total das barras analisadas a 1,000 p.u, de carga do sistema. Isto e importante, dado que nesta margem, o ponto de partida do sistema encontra-se com caraterísticas nominais. As contingencias CONT-03 e CONT-08 são as que presentam menor reserva de potência reativa, porém, estes valores de MPR encontram-se abaixo do umbral do eixo horizontal da curva QV (valor negativo) o que indica que existem reservas de potência reativa no sistema. Esta classificação deve ser analisada se permanece ou não inalterada em situações próximas

ao ponto de singularidade.

O **Gráfico 2** indica os valores de MPR perto ao ponto de colapso de tensão. A caraterística principal deste ponto da curva QV é que o ponto máximo de carga da curva PV, o MPR da barra crítica é praticamente nulo. Estes dados revelam importantes caraterísticas da rede elétrica considerada em relação ao fenômeno de estabilidade de tensão.

Por último, o **Gráfico 3** revela dados determinantes em quanto à margem de carga no ponto operativo perto do ponto de singularidade. Esta margem de carga indica o último ponto de carga do sistema antes do colapso de tensão e onde o sistema tende a perder estabilidade de tensão a partir do ponto crítico. Então, conhecendo esta margem de carga, serão adotadas as medidas de controle, reforços no sistema, cortes de carga e outras alternativas, como a inclusão de geração adicional, com o objetivo de ficar mais longe do ponto de colapso.

Pretende-se realizar ações de reforço nas barras/áreas com valores severos de instabilidade. Este trabalho enfoca-se principalmente em demostrar que aplicando gerações adicionais nas barras com maior déficit de MPR, como nas contingências CONT-03, CONT-08 e CONT-12, fariam que melhorassem as classificações dos índices de estabilidade de tensão. Os índices de MPR podem usar-se como critério de localização das gerações adicionais num sistema elétrico (GUIMARAES, 2.011).

Geração adicional aplicada		
Barra	Potência Instalada (MW)	% Adicionado
3	30	11%
4	10	4%
6	14	5%
11	6	2%
12	6	2%
13	8	3%
Total	**74**	**27%**

Tabela 4. Geração adicional aplicada à Sistema de estudo. 14 barras.

Na **Tabela 4** visualizam-se as gerações adicionais aplicadas nas barras 03, 04, 06, 11, 12 e 13 de forma distribuída e proporcional às necessidades de potência reativa do sistema em análise. O critério ou método empregado para a distribuição porcentual de geração adicional nas barras é o método heurístico ´´tentativa e erro´´. A potência total adicionada (geração) é de 74MW, correspondente ao 27% da geração original do caso base (270MW).

Os casos foram submetidos novamente à análise, e obtendo-se novos índices de MPR, apresentados seguidamente.

O critério utilizado para realizar a classificação arbitraria (BARBOZA, 2015) foi conforme os valores de MPR em MVAr.

		MPR	<	500	(Negative)	A	Alto
500	<	MPR	<	200	(Negative)	M	Médio
200	<	MPR	<	0	(Negative)	B	Baixo
		MPR	≥	0	(Positive)	I	Inexistente

Tabela 5. Classificação das barras por seu MPR. 14 barras.

Com estas considerações foram realizadas as classificações das barras das piores contingencias desde o ponto de vista de estabilidade de tensão e que geralmente acontecem com a perda de um circuito que interliga uma barra com MPR baixo com outras barras com MPR médio ou alto. Assim, as contingências associadas aos circuitos que ligam barras com alta ou media MPR não trariam maiores consequências para o sistema.

6 I RESULTADO DAS SIMULAÇÕES

CONT-03 (Carregamento a 1,000 p.u.)			
Num	Base	Adic.5%	Adic.20%
	De	Para	Para
2	A	A	A
3	B	B	B
4	B	B	M
5	B	B	M
6	B	B	B
8	B	B	B
9	B	B	B
10	B	B	B
11	B	B	B
12	B	B	B
13	B	B	B
14	B	B	B

CONT-08 (Carregamento a 1,000 p.u.)			
Barra	Base	Adic.5%	Adic.25%
	De	Para	Para
2	A	A	A
3	B	B	B
4	B	B	M
5	B	M	M
6	B	B	B
8	B	B	B
9	B	B	B
10	B	B	B
11	B	B	B
12	B	B	B
13	B	B	B
14	B	B	B

CONT-12 (Carregamento a 1,000 p.u.)			
Num	Base	Adic.5%	Adic.10%
	De	Para	Para
2	A	A	A
3	B	B	B
4	B	M	M
5	M	M	M
6	B	B	B
8	B	B	B
9	B	B	B
10	B	B	B
11	B	B	B
12	B	B	B
13	B	B	B
14	B	B	B

CONT-03 (Perto ao ponto de singularidade)			
Num	Base	Adic.5%	Adic.20%
	De	Para	Para
2	B	M	A
3	I	I	B
4	I	B	B
5	B	B	B
6	I	I	B
8	B	B	B
9	B	B	B
10	B	B	B
11	B	B	B
12	B	B	B
13	B	B	B
14	I	B	B

CONT-08 (Perto ao ponto de singularidade)			
Barra	Base	Adic.5%	Adic.25%
	De	Para	Para
2	I	M	A
3	I	B	B
4	I	B	B
5	I	B	M
6	I	I	B
8	B	B	B
9	I	B	B
10	I	B	B
11	I	B	B
12	I	B	B
13	I	B	B
14	I	B	B

CONT-12 (Perto ao ponto de singularidade)			
Num	Base	Adic.5%	Adic.10%
	De	Para	Para
2	I	M	A
3	I	B	B
4	I	B	B
5	I	B	B
6	I	B	B
8	B	B	B
9	I	B	B
10	I	B	B
11	I	B	B
12	I	B	B
13	I	B	B
14	I	B	B

Tabela 6. Geração adicional em barras críticas do Sistema Teste IEEE 14 barras.

Na **Tabela 6**, mostram-se os resultados obtidos posteriores à inclusão das gerações adicionais nas barras críticas a partir dos valores obtidos pelos índices de MPR. Observa-se que os índices de MPR para margem de carga das três contingências a 1,000 p.u, não

apresentam valores positivos. Também se observa um leve melhoramento nas barras e mudando de um valor de MPR **"B (Baixo) "** a **"M (Médio) "**.

Para os valores obtidos nas simulações, com margem de carga perto do ponto de singularidade, considerando a injeção de geração adicional da ordem de 5% de modo de visualizar a transição sucedida dos índices de severidade nas barras como geração base e uma com geração adicional.

Por outro lado, ressalta-se que na contingencia 03, foram necessários uns 20% de geração adicional, para que todos os valores que presentavam inexistência de MPR, mudem a umas classificações de pelo menos valores negativos. Para a *contingencia 08* foram necessários 25% de geração adicional e para a *contingencia 12* uns 10% de geração adicional, entenda-se de **"I (Inexistente) "** a **"M (Médio)** o a **B (Baixo) "**.

Seguidamente, serão realizadas simulações aplicadas à contingencia 08, que para transpassar de um estado **"I (Inexistente) "** a pelo menos um de **B (Baixo) "** foram aplicadas corte de carga respeitando os índices de sensibilidade mostrados pelo vetor tangente do caso base (Tabela 7). Posteriormente, será comparado com o caso com geração adicional. O que se pretende neste estudo é comparar ambas situações para a realização de ações corretivas.

Em Seguida serão analisados os resultados obtidos da classificação do Vetor Tangente (VT), aplicados à pior contingencia do caso estudado (CONT-08).

Como o objetivo das análises das mudanças ocorridas nas posições de classificação do VT, a nomenclatura utilizada é a seguinte:

(laranja)	Subiu de posição de ranking
(amarelo)	Baixou de posição de ranking
(verde)	Saiu de posição de ranking
(branco)	Não mudou de posição de ranking

Tabela 7. Nomenclatura utilizada para o VT. 14 barras.

Entenda-se que a classificação de posições obtidas do VT é de forma ascendente (menor até maior), o seja, quando o valor da posição este *mais perto* à *posição 1*, esta indica um *maior grau de sensibilidade nessa barra*. Quando está *mais distante*, então a barra não se encontra *muito susceptível a variações de carga*. A seguinte tabela exibe as mudanças das barras de acordo aos resultados obtidos do *caso base* e *casos* com *gerações adicionais aplicadas*.

CONT-08 - Vetor Tangente			
Num. Barra	Base De	Adic.5% Para	Adic.25% Para
4	10	10	10
5	11	11	11
6	3	3	3
7	9	8	8
8	8	9	9
9	7	7	7
10	6	6	6
11	4	4	5
12	1	1	1
13	2	2	2
14	5	5	4

Tabela 8. Mudanças de posições de Classificação do VT. 14 barras.

Na **Tabela 8** pode-se observar que a *Barra 8* e a *Barra 11* sofreram mudanças em suas posições de classificação, reduzindo assim seus graus de sensibilidade. Porém, as barras 7 e 14 mudaram a posições inferiores aumentando assim seus graus de sensibilidade. As demais barras não sofrerem mudanças em suas posições de classificação de VT. Finalmente é possível dizer que as diferenças nas classificações fornecidas pelo MPR e pelo VT não são fatos completamente imprevistos, tendo em consideração que por definição , o VT mede a *sensibilidade das variáveis de estado como relação ao parâmetro de variação* (incremento de cargas, nesse caso), enquanto que a *curva QV fornece a robustez de uma barra em relação a sua capacidade de fornecer potência reativa ao sistema* .

Vetor Tangente. CONT-08			
Num.	Nome	VT % Maior	Rank
12	BARRA12---66	100,00	1
13	BARRA13---66	97,87	2
6	BARRA06---66	97,86	3
11	BARRA11---66	85,28	4
14	BARRA14---66	84,25	5
10	BARRA10---66	72,48	6
9	BARRA09---66	65,79	7
8	BARRA08---33	50,54	8
4	BARRA04--138	25,46	11
5	BARRA05--138	19,04	12

Tabela 9. Classificação de sensibilidade.

Vector Tangente. 14 barras.

CONT-08 (Carregamento a 1,000 p.u.)				CONT-08 (Perto ao ponto de singularidade)			
Barra	Base	Corte.5%	Corte.25%	Barra	Base	Corte.5%	Corte.25%
	De	Para	Para		De	Para	Para
2	A	A	A	2	I	M	A
3	B	B	B	3	I	B	B
4	B	B	M	4	I	B	B
5	B	M	M	5	I	B	M
6	B	B	B	6	I	I	B
8	B	B	B	8	B	B	B
9	B	B	B	9	I	B	B
10	B	B	B	10	I	B	B
11	B	B	B	11	I	B	B
12	B	B	B	12	I	B	B
13	B	B	B	13	I	B	B
14	B	B	B	14	I	B	B

Tabela 10. Corte de cargas de acordo com os Indicadores do VT da Contingencia 08. 14 barras.

A **Tabela 10** exibe os índices de MPR obtidos depois de realizar corte de carga do sistema teste IEEE 14 barras seguindo as indicações dos valores do VT da *contingencia 08 (***Tabela 9***)*, os cortes de carga foram na ordem dos 25%, para que esta análise possa ser comparada com o caso com geração adicional, e assim verificar se existe ou não coerência em ambas ações corretivas.

Os valores em termos de estado de classificação são os mesmos para cada caso, geração adicional comparando com os valores de cortes de carga para a *contingência 08*. Ambas as ações corretivas são coerentes.

Este estudo é baseado principalmente na localização de geração adicional. Os resultados serão aplicados aos casos reais do **Sistema ANDE de Paraguai**. Para as gerações adicionais, serão incorporadas nos estudos energias renováveis (geração solar e geração eólica). A localização e o tipo de geração serão estudados e analisados por dados de potencial energético de gerações solar e eólica do Paraguai.

7 I SISTEMA ANDE. SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL DE PARAGUAI (SINP)

Dados do sistema.

- O sistema de potência da ANDE (ANEXO 1), utilizado neste estudo tem **424 barras** e **534 circuitos**.
- Dispõe de **11 Áreas** ou sistemas regionais. A carga do SINP está distribuída da seguinte maneira: Metropolitano 56%, Sul 8%, Centro 10%, Leste 19%, Norte 4%, Oeste 2% a interligação com o sistema argentino (vendas) 1%.
- Central Hidroelétrica ACARAY (**CH-ACY**), as quatro unidades da CH-ACY operam com potências nominais de 56 MVA (Grupos 1 e 2) e 60 MVA (Grupos 3 e 4).

- Centro Hidroelétrica ITAIPÚ (CH-IPU). A CH-IPU despacha até 10 maquinas geradoras de 50 Hz, 823,6 MVA cada uma. A mesma está conectada como o Sistema Interligado Nacional do Brasil (SINB) por intermédio do sistema de corrente continua (HVDC, Higth Voltage Direct Current), constituído por dois bipolos de ± 600kV (6.300 MW).

- Central Hidroelétrica YACYRETA (**CH-YAC**). Despacha 20 unidades geradoras com capacidade de 172,5 MVA cada uma, operando interconectadas ao Sistema Argentino de Interligação (SADI).

- Demanda considerada de **3.500MW** tanto para o período da tarde como o período da noite ano 2017. Se há considerado uma redução de carga dos casos operativos de **2.500 MW** para a **tarde** e **2.700 MW** para a **noite**, e é de modo de praticidade e para facilitar as convergências nos casos analisados.

- El SINP dispõe de três linhas de transmissão de 500kV. A **LI 500 kV MD-VHA 1** (nexo de 500kV da CH-IPU com o SINP), **LP 500 kV YAC-AYO** (vínculo de la CH-YAC com o SINP) e a **LT 500 kV AYO-VHA**, O sistema estudado é um sistema totalmente interligado.

- Os níveis de tensão de operação do sistema são 500kV, 220kV, 66kV e 23kV, sendo esta última correspondente geralmente às barras de carga.

- O SINP tem algumas características radiais em algumas regiões da rede elétrica e débil vinculação com o resto do sistema. Além disso, é importante ressaltar que não existem fontes de geração no centro principal de carga com uma forte participação na demanda total do SINP.

- A grande concentração de cargas do sistema Metropolitano origina a necessidade de adotar medidas que permitam abastecer o suporte de potência reativa adequado nesta region. Além da tradicional compensação shunt mediante bancos de capacitores de 23kV, o sistema Metropolitano tem os seguintes elementos de compensação:

  - Compensador Estático de Potência Reativa da Subestação Limpio (**SVC--LIM**). Este equipamento está ligado em 220kV, com uma capacidade de **-150/250 MVAr**.

  - Compensador Estático de Potência Reativa da Subestação Guarambaré (**SVC-GUA**), equipamento ligado em 220kV, com uma capacidade de **-120/140 MVAr** e uma parte estática composta por dois bancos de capacitores de **80 MVAr**.

  - Compensador Estático de Potência Reativa da Subestação San Lorenzo (**SVC-SLO**), equipamento ligado ao anel de 66kV da área Metropolitana, com uma capacidade de **-80/150** MVAr.

  - Compensador Estático de Potência Reativa da Subestação Horqueta (**SV-**

C-HOR), com uma capacidade de **-80/150 MVAr** e está ligada à rede de 220kV da área Norte.

Os casos bases analisados para o sistema ANDE correspondem aos períodos de carga da tarde e da noite, estudados por separado, dado que os mesmos têm caraterísticas particulares em quanto a exigências de potência reativa principalmente à tarde. A seguir, mostra-se a curva caraterística da demanda dos SINP.

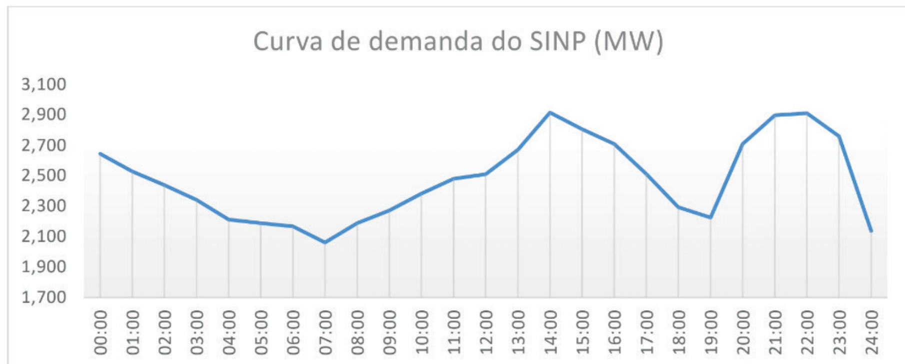


Gráfico 4. Curva caraterística da demanda do SINP.

O **Gráfico 4**, exibe caraterísticas importantes do comportamento da demanda do SINP e que corresponde a um período estival de verão (dezembro até fevereiro) onde observa-se dois *picos máximos de demanda*. Estes picos máximos de demanda manifestam-se à *tarde* entre os horários de entre **13:00hs até 16:00hs** e da *noite* as **19:00hs até 22:00hs**. Cada pico de demanda tem uma caraterística particular.

Demanda máxima da tarde. Esta máxima demanda possui caraterísticas comerciais, residenciais e industriais em quase todas as áreas do centro de carga do SINP. Predominam a utilização de equipamentos de refrigeração. A produção industrial acentua-se neste horário já que o mesmo se encontra fora do horário de ponta de carga e o custo da energia elétrica é muito menor, incentivando o uso de motores e outros grandes elementos de produção industrial. Também os equipamentos associados ao sistema se encontram expostos à luz solar e isto acentua a exigência da refrigeração de essas equipes como os componentes dos SVC, eletro-ventiladores das equipes de transformação, equipamentos de manobra, de telecomunicações, etc. No caso de estudo da tarde observa-se uma maior exigência de potência reativa no sistema, indicando pontos menores de margem de exigibilidade do sistema e adiantando o colapso de tensão.

Demanda máxima da noite. Esta máxima demanda possui altas caraterísticas residenciais. Predominam a utilização de equipes de refrigeração e de iluminação. A produção industrial não é incentivada já que se encontra no horário de ponta de carga onde o custo da energia elétrica é mais elevado. No caso de estudo da noite observam-se maiores exigências de potência ativa onde os equipamentos de transmissão são exigidos em grande medida, adicionando-se nesta parte da carga remanente do horário industrial.

8 | CLASSIFICAÇÃO DOS HORÁRIOS DE CARGA, CONFORME À FOLHA DE TARIFAS ATUALIZADO DA ANDE

Horário de ponta de carga

É o horário compreendido entre:

- **18:00 e 22:00hs no verão.**
- 17:00 e 21:00hs no inverno.

Aplicado de segunda à sábado e respeitando o horário de verão e inverno decretado pelo Governo Nacional.

Horário fora de ponta de carga.

É o horário compreendido entre:

- **22:00 e 24:00hs e desde 00:00 até 17:00hs em inverno.**
- 21:00 e 24:00hs e desde as 00:00 até as 17:00hs em inverno.

Aplicado ao domingo durante as 24:00 e respeitando o horário de verão e inverno decretado pelo Governo Nacional.

9 | RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES. DEMANDA MÁXIMA DA TARDE

Caso Base (Carregamento 1,000 p.u.)			
Num	Nome	MCR (MVAr)	Rank
1362	MD B1 500	-6.218,82	1
1472	YAC B1 500	-1.909,29	2
1531	AYO B1 500	-1.907,23	3
1365	MD B1 220	-1.875,88	4
1366	ACY B2 220	-1.480,36	5
1351	AYO B1 220	-1.420,56	6
1892	K30 A 220	-1.385,44	7
1589	PFO TA 220	-1.106,37	8
1596	VHA A 500	-1.046,06	9
1442	IRY B1 220	-964,88	10
1900	SPA B2 220	-962,35	11
1371	COV B1 220	-938,03	12
1597	VHA A 220	-862,96	13
1372	GUA B2 220	-836,40	14

Caso Base Singularidad (Carregamento 1,220 p.u.)			
Num	Nome	MCR (MVAr)	Rank
1372	GUA B2 220	-119,71	1
1809	CCO B1 220	-19,24	2
1396	ENC B1 66	-6,83	3
1472	YAC B1 500	-1,93	4
1531	AYO B1 500	-1,12	5
1589	PFO TA 220	-0,99	6
1444	PBO B1 220	-0,99	7
1622	PSA AB 220	-0,94	8
1375	LAM B1 220	-0,91	9
1900	SPA B2 220	-0,91	10
1624	PCA AB 220	-0,63	11
1371	COV B1 220	-0,47	12
1501	PIR B1 220	-0,44	13
1596	VHA A 500	-0,40	14

Caso Base (Carregamento 1,000 p.u.)			
Num	**Nome**	**MCR**	**Rank**
1522	CYO A 220	-822,14	15
1444	PBO B1 220	-768,72	16
1622	PSA AB 220	-720,66	17
1375	LAM B1 220	-678,95	18
1374	SLO B1 220	-678,77	19
1624	PCA AB 220	-660,40	20
1443	LIM B1 220	-653,62	21
1501	PIR B1 220	-636,26	22
1369	TRI B1 220	-240,40	23
1376	SLO B1 66	-238,32	24
1809	CCO B1 220	-183,29	25
1396	ENC B1 66	-98,11	26
1373	HOR B1 220	-57,38	27
1537	LPA B1 220	-46,09	28
Total		**-29.397,74**	

Caso Base Singularidad (Carregamento 1,220 p.u.)			
Num	**Nome**	**MCR**	**Rank**
1365	MD B1 220	-0,40	15
1369	TRI B1 220	-0,37	16
1374	SLO B1 220	-0,06	17
1892	K30 A 220	-0,03	18
1537	LPA B1 220	-0,03	19
1351	**AYO B1 220**	**0,00**	**20**
1597	**VHA A 220**	**0,22**	**21**
1522	**CYO A 220**	**0,32**	**22**
1442	**IRY B1 220**	**0,46**	**23**
1362	**MD B1 500**	**0,51**	**24**
1366	**ACY B2 220**	**2,33**	**25**
1373	**HOR B1 220**	**70,44**	**26**
1376	**SLO B1 66**	**79,93**	**27**
1443	**LIM B1 220**	**250,31**	**28**
Total		**248,12**	

Tabela 11. Classificação de barras de forma decrescente em MVAr para "Caso base" e perto à "Singularidade". Máxima da tarde.

Na **Tabela 11**, se observam as classificações de MPR de forma decrescente. Se observa que as barras *1351 AYO 220kV, 1597 VHA 220kV, 1522 CYO 220kV, 1442 IRY 220kV, 1362 MD 500kV, 1366 ACY 220kV, 1373 HOR 220kV, 1376 SLO 66kV e 1443 LIM 220kV* apresentam valores com déficit de potência reativa. As barras 1373 HOR 220kV, 1376 SLO 66kV e 1443 LIM 220kV corresponde as barras dos SVC do sistema da ANDE. Faz-se questão de indicar que os resultados obtidos sugerem um grande deterioro dos compensadores estáticos de potência reativa, em virtude ao mencionado, existe a necessidade de estudar ações corretivas, neste caso, o enfoque de índices de MPR para a localização de geração adicional, especificamente a geração solar e eólica (geração distribuída).

Outro fenômeno observado é a mudança de ordem de classificação das barras *1362 MD 500kV, 1351 AYO 220kV, 1597 VHA 220kV, 1366 ACY 220kV, 1522 CYO 220kV e 1442 IRY 220kV* que de ter reserva elevada de MPR (MVAr) e ocupar os primeiros lugares de classificação de índices para margem de carga do sistema de 1,000 p.u, passaram a ser as barras com maior déficit de potência reativa e em consequência mudaram suas posições de classificação para margem de carga perto ao ponto de singularidade.

Caso Base (Carregamento 1,000 p.u.)			
66kV			
Num	**Nome**	**MCR (MVAr)**	**Rank**
1376	SLO B1 66	-238,32	1
1396	ENC B1 66	-98,11	2
Total		**-336,43**	

Caso Base Singularidad (Carregamento 1,220 p.u.)			
66kV			
Num	**Nome**	**MCR (MVAr)**	**Rank**
1396	ENC B1 66	-6,83	1
1376	SLO B1 66	79,93	2
Total		**73,10**	

Caso Base (Carregamento 1,000 p.u.)			
500kV			
Num	Nome	MCR (MVAr)	Rank
1362	MD B1 500	-6.218,82	1
1472	YAC B1 500	-1.909,29	2
1531	AYO B1 500	-1.907,23	3
1596	VHA A 500	-1.046,06	4
Total		-11.081,40	

Caso Base Singularidad (Carregamento 1,220 p.u.)			
500kV			
Num	Nome	MCR (MVAr)	Rank
1472	YAC B1 500	-1,93	1
1531	AYO B1 500	-1,12	2
1596	VHA A 500	-0,40	3
1362	MD B1 500	0,51	4
Total		-2,94	

Caso Base (Carregamento 1,000 p.u.)			
220kV			
Num	Nome	MCR (MVAr)	Rank
1365	MD B1 220	-1.875,88	1
1366	ACY B2 220	-1.480,36	2
1351	AYO B1 220	-1.420,56	3
1892	K30 A 220	-1.385,44	4
1589	PFO TA 220	-1.106,37	5
1442	IRY B1 220	-964,88	6
1900	SPA B2 220	-962,35	7
1371	COV B1 220	-938,03	8
1597	VHA A 220	-862,96	9
1372	GUA B2 220	-836,40	10
1522	CYO A 220	-822,14	11
1444	PBO B1 220	-768,72	12
1622	PSA AB 220	-720,66	13
1375	LAM B1 220	-678,95	14
1374	SLO B1 220	-678,77	15
1624	PCA AB 220	-660,40	16
1443	LIM B1 220	-653,62	17
1501	PIR B1 220	-636,26	18
1369	TRI B1 220	-240,40	19
1809	CCO B1 220	-183,29	20
1373	HOR B1 220	-57,38	21
1537	LPA B1 220	-46,09	22
Total		-17.979,91	

Caso Base Singularidad (Carregamento 1,220 p.u.)			
220kV			
Num	Nome	MCR (MVAr)	Rank
1372	GUA B2 220	-119,71	1
1809	CCO B1 220	-19,24	2
1589	PFO TA 220	-0,99	3
1444	PBO B1 220	-0,99	4
1622	PSA AB 220	-0,94	5
1375	LAM B1 220	-0,91	6
1900	SPA B2 220	-0,91	7
1624	PCA AB 220	-0,63	8
1371	COV B1 220	-0,47	9
1501	PIR B1 220	-0,44	10
1365	MD B1 220	-0,40	11
1369	TRI B1 220	-0,37	12
1374	SLO B1 220	-0,06	13
1892	K30 A 220	-0,03	14
1537	LPA B1 220	-0,03	15
1351	AYO B1 220	0,00	16
1597	VHA A 220	0,22	17
1522	CYO A 220	0,32	18
1442	IRY B1 220	0,46	19
1366	ACY B2 220	2,33	20
1373	HOR B1 220	70,44	21
1443	LIM B1 220	250,31	22
Total		177,96	

Tabla 12. Classificação de barras de forma decrescente em MVAr para “Caso base” e perto à “Singularidade”. Máxima da tarde por níveis de tensão.

Na **Tabela 12** visualizam-se os índices de MPR por níveis de tensão. Os resultados exibem que para níveis de tensão de 220kV e de 66kV existem maior déficit na reserva de potência reativa, razão pela qual pode-se afirmar que nesses níveis de tensão seriam necessários realizar ações corretivas para melhorar os índices e assim evitar (se possível) o colapso de tensão. No período da tarde, o subsistema Metropolitano em 66kV encontra-se com uma maior exigência de potência reativa e em consequência o SVC-SLO opera com valores máximos de injeção de reativo. Esta é uma caraterística particular da zona para esse período de carga.

Resume de Contingências ∑ MPR				
Nome	Contingência	MVAr		p.u.
		Carregamento 1,000 p.u.	Próximo à Singularidade	Ponto final de Operação
CONT-0	Caso base sem Contingência	-29.398	248	1,220
CONT-1	FS LT 500kV IPU-VHA	-25.217	578	1,190
CONT-2	FS LT 500kV YAC-AYO	-22.516	296	1,210
CONT-3	**FS LT 500kV AYO-VHA**	**-22.941**	**653**	**1,180**
CONT-4	FS SVC-GUA	-21.550	-62	1,170
CONT-5	FS SVC-LIM	-21.798	63	1,180
CONT-6	**FS SVC-HOR**	**-21.072**	**256**	**1,090**
CONT-7	FS SVC-SLO	-29.091	195	1,210
CONT-8	FS LT 220kV LIM-CYO	-29.304	-1.046	1,220
CONT-9	FS LT 220kV LIM-SLO	-27.822	293	1,210
CONT-10	FS LT 220kV VHA-LIM	-27.685	336	1,220
CONT-11	FS LT 220kV CYO-HOR	-28.235	-95	1,210
CONT-12	FS LT 220kV HOR-CCO	-29.118	-471	1,220
CONT-13	FS LT 220kV MD-ACY	-28.671	-1.361	1,210
CONT-14	FS LT 220kV ACY-COV	-29.055	-118	1,220
CONT-15	FS LT 220kV ACY-PFO	-28.780	326	1,220
CONT-16	FS LT 220kV ACY-K30	-28.597	261	1,220
CONT-17	FS LT 220kV MD-IRY	-28.265	-243	1,210
CONT-18	FS LT 220kV IRY-CYO	-28.629	205	1,220
CONT-19	**FS LT 220kV IRY-CCO**	**-28.286**	**405**	**1,220**
CONT-20	FS LT 220kV COV-CYO	-28.725	289	1,220
CONT-21	FS LT 220kV VHA-PBO	-28.891	243	1,220
CONT-22	FS LT 220kV VHA-PSA	-28.614	-3	1,220
CONT-23	FS LT 220kV AYO-SPA	-28.683	-361	1,210

Tabla 13. Resultado de simulações das contingencias aplicadas e a somatória de MPR total de barras monitoradas. Máxima da tarde.

A **Tabela 13** exibe a somatória de MPR associadas às contingências aplicadas às barras mais críticas do caso base. Observa-se que a margem de carga do sistema do caso base é de 1,220 p.u. Em consequência, se tomam as seguintes contingências como as mais críticas pelos seguintes motivos:

CONT-3. Inexistência de MPR (valores positivos) ante a perda do vínculo de 500kV das subestações VHA e AYO (interligação dentre as centrais hidroelétrica CH-IPU e CH-YAC).

CONT-6. A perda do SVC-HOR limita a margem de carga do sistema (1,090 p.u.), muito por abaixo do valor do caso base, e pode-se considerar que esta contingencia limita em grande medida a exigibilidade do sistema. Uns dos principais nós do tronco secundário de transmissão a níveis de 220kV é a que corresponde a subestação SE-COV, que também se encontra no subsistema Centro. Este nó de conexão recebe grande parte das potências ativas e reativas do tronco principal de 220kV e dos SVC-LIM e SVC-GUA. As barras associadas a estes centros de compensação reativa presentam índices críticos de MPR e este local (SE-COV) é um candidato a introduzir uma ação de controle. Por último, é necessário ressaltar que a subestação SE-COV ligada é o nexo entre os subsistemas Este,

Centro e Metropolitano.

CONT-19. Déficit ou inexistência de MPR (valores positivos) ante a perda do vínculo de 220kV entre as subestações SE-IRY e SE-CCO (subsistema Norte).

A seguir, mostram-se alguns gráficos indicativos partindo dos resultados obtidos nas simulações.

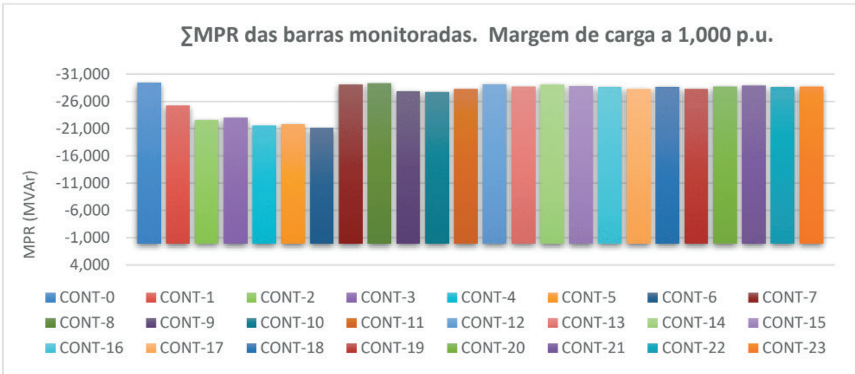


Gráfico 5. Somatória de MPR ao nível de carga de 1,000 p.u. Máxima da tarde.

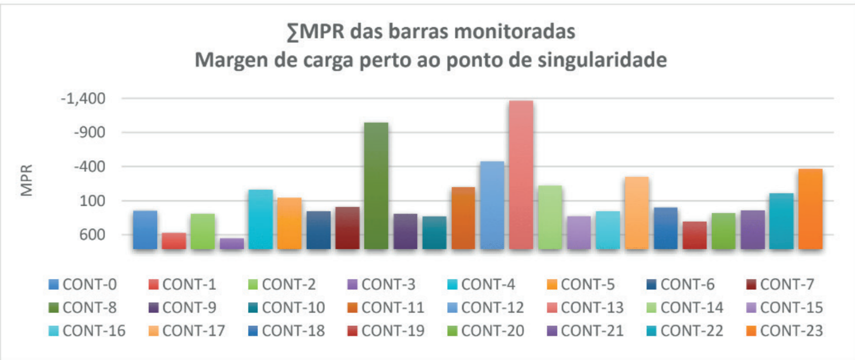


Gráfico 6. Somatória de MPR perto ao colapso de tensão. Máxima da tarde.

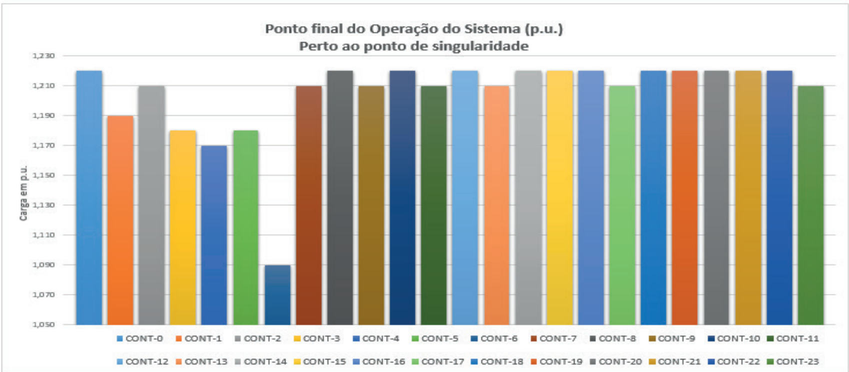


Gráfico 7. Margem de carga do sistema. Máxima da tarde.

O **Gráfico 5** exibe a reserva de potência reativa em MVAr ao nível total das barras analisadas a 1,000 p.u. de margem de carga do sistema. Isto é importante, dado que nesta margem de carga o ponto de partida de carregamento do sistema encontra-se como caraterísticas nominais. A CONT-6 é a que apresenta menor reserva de potência reativa, porém, estes valores de MPR encontram-se por de baixo do umbral do eixo horizontal do MPR (valor negativo) o que indica que ainda existe reserva de potência reativa ao nível de sistema. Esta classificação deve ser analisada caso os indicadores permaneçam inalterados em situações próximas ao ponto de singularidade.

O **Gráfico 6** indica os valores de MPR perto ao ponto de colapso de tensão. A caraterística principal deste ponto da curva QV é que o mesmo ponto máximo de carga da curva PV, o MPR da barra crítica é praticamente nulo ou até inclusive com déficit (valores positivos). Estes dados revelam importantes caraterísticas da rede elétrica considerada em relação ao fenômeno de estabilidade de tensão.

Por último, o **Gráfico 7** revela dados determinantes em quanto à margem de carga operativo perto ao ponto de singularidade. Esta margem de carga indica o último ponto de exigibilidade do sistema antes do colapso de tensão e onde o sistema tende a perder estabilidade de tensão, a partir do ponto crítico. Então, conhecendo esta margem de carga seriam adotadas as medidas de controle, reforços no sistema para evitar o ponto de colapso, cortar carga ou projetar outras medidas como a inclusão de geração adicional. A contingência que apresenta menor margem de carga do sistema é a *CONT-06*.

10 I RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES. DEMANDA MÁXIMA DA NOITE

Caso Base (Carregamento 1,000 p.u.)			
Num	Nome	MCR (MVAr)	Rank
1362	MD B1 500	-5.340,48	1
1472	YAC B1 500	-1.907,87	2
1531	AYO B1 500	-1.885,70	3
1351	AYO B1 220	-1.446,24	4
1365	MD B1 220	-1.386,23	5
1596	VHA A 500	-1.317,82	6
1366	ACY B2 220	-1.255,32	7
1892	K30 A 220	-1.205,39	8
1597	VHA A 220	-1.096,57	9
1371	COV B1 220	-1.038,39	10
1444	PBO B1 220	-982,02	11
1442	IRY B1 220	-973,27	12
1900	SPA B2 220	-936,46	13
1622	PSA AB 220	-912,58	14

Caso Base Singularidad (Carregamento 1,170 p.u.)			
Num	Nome	MCR (MVAr)	Rank
1472	YAC B1 500	-136,10	1
1597	VHA A 220	-47,71	2
1809	CCO B1 220	-35,28	3
1396	ENC B1 66	-6,96	4
1365	MD B1 220	-6,61	5
1366	ACY B2 220	-6,59	6
1531	AYO B1 500	-6,44	7
1589	PFO TA 220	-4,26	8
1362	MD B1 500	-3,46	9
1892	K30 A 220	-2,04	10
1371	COV B1 220	-1,97	11
1351	AYO B1 220	-1,71	12
1522	CYO A 220	-1,59	13
1444	PBO B1 220	-1,26	14

Caso Base (Carregamento 1,000 p.u.)			
Num	Nome	MCR (MVAr)	Rank
1522	CYO A 220	-901,59	15
1624	PCA AB 220	-871,22	16
1375	LAM B1 220	-859,08	17
1374	SLO B1 220	-851,88	18
1443	LIM B1 220	-784,28	19
1372	GUA B2 220	-780,31	20
1501	PIR B1 220	-767,56	21
1589	PFO TA 220	-760,34	22
1376	SLO B1 66	-323,73	23
1369	TRI B1 220	-213,52	24
1809	CCO B1 220	-181,03	25
1396	ENC B1 66	-92,40	26
1373	HOR B1 220	-61,81	27
1537	LPA B1 220	-40,39	28
Total		**-29.173,48**	

Caso Base Singularidad (Carregamento 1,170 p.u.)			
Num	Nome	MCR (MVAr)	Rank
1442	IRY B1 220	-1,23	15
1369	TRI B1 220	-1,13	16
1596	VHA A 500	-1,04	17
1900	SPA B2 220	-1,03	18
1376	SLO B1 66	-1,00	19
1374	SLO B1 220	-0,83	20
1622	PSA AB 220	-0,80	21
1501	PIR B1 220	-0,72	22
1375	LAM B1 220	-0,63	23
1624	PCA AB 220	-0,39	24
1537	LPA B1 220	0,00	25
1373	HOR B1 220	21,49	26
1372	GUA B2 220	138,46	27
1443	LIM B1 220	171,89	28
Total		**61,06**	

Tabla 14. Classificação de barras de forma decrescente em MVAr.

Caso base e singularidade. Máxima da noite.

Na **Tabela 14**, visualizam-se as classificações de MPR em forma decrescente. Observa-se que os casos de margem de carga do sistema a 1,000 p.u., as barras *1362 MD 500kV, 1472 YAC 500kV e 1531 AYO 500kV* são as barras que presentam os mais altos níveis de reservas de potência reativa.

Por outro lado, as barras *1373 HOR 220kV, 1372 GUA 220kV e 1443 LIM 220kV* correspondem às barras associadas aos SVC do sistema. Então, a barra 1376 SLO 66kV associada ao SVC-SLO não aparece nos valores como violações do índice de MPR. Isto é uma caraterística particular do período de demanda máxima da noite.

A barra *1537 LPA 220kV* corresponde a um sistema radial, zona de alta importância de desenvolvimento industrial, e em consequência merece atenção. Nesta barra se aplicará uma ação corretiva. Esta é uma zona de elevado potencial energético solar e eólico. Isto se demostrará mais adiante como uma das ações corretivas em reforço de geração que serão realizadas no SINP.

Finalmente, logo de obter os resultados anteriores serão aplicadas as contingências aos circuitos ligados às *quatro barras* que não dispõem de *reserva de potência reativa* (MPR).

66kV			
Num	Nome	MCR (MVAr)	Rank
1376	SLO B1 66	-323,73	1
1396	ENC B1 66	-92,40	2
Total		**-416,13**	

66kV			
Num	Nome	MCR (MVAr)	Rank
1396	ENC B1 66	-6,96	1
1376	SLO B1 66	-1,00	2
Total		**-7,96**	

Caso Base (Carregamento 1,000 p.u.)			
220kV			
Num	Nome	MCR (MVAr)	Rank
1351	AYO B1 220	-1.446,24	1
1365	MD B1 220	-1.386,23	2
1366	ACY B2 220	-1.255,32	3
1892	K30 A 220	-1.205,39	4
1597	VHA A 220	-1.096,57	5
1371	COV B1 220	-1.038,39	6
1444	PBO B1 220	-982,02	7
1442	IRY B1 220	-973,27	8
1900	SPA B2 220	-936,46	9
1622	PSA AB 220	-912,58	10
1522	CYO A 220	-901,59	11
1624	PCA AB 220	-871,22	12
1375	LAM B1 220	-859,08	13
1374	SLO B1 220	-851,88	14
1443	LIM B1 220	-784,28	15
1372	GUA B2 220	-780,31	16
1501	PIR B1 220	-767,56	17
1589	PFO TA 220	-760,34	18
1369	TRI B1 220	-213,52	19
1809	CCO B1 220	-181,03	20
1373	HOR B1 220	-61,81	21
1537	LPA B1 220	-40,39	22
	Total	**-18.305,48**	

Caso Base Singularidad (Carregamento 1,220 p.u.)			
220kV			
Num	Nome	MCR (MVAr)	Rank
1597	VHA A 220	-47,71	1
1809	CCO B1 220	-35,28	2
1365	MD B1 220	-6,61	3
1366	ACY B2 220	-6,59	4
1589	PFO TA 220	-4,26	5
1892	K30 A 220	-2,04	6
1371	COV B1 220	-1,97	7
1351	AYO B1 220	-1,71	8
1522	CYO A 220	-1,59	9
1444	PBO B1 220	-1,26	10
1442	IRY B1 220	-1,23	11
1369	TRI B1 220	-1,13	12
1900	SPA B2 220	-1,03	13
1374	SLO B1 220	-0,83	14
1622	PSA AB 220	-0,80	15
1501	PIR B1 220	-0,72	16
1375	LAM B1 220	-0,63	17
1624	PCA AB 220	-0,39	18
1537	LPA B1 220	0,00	19
1373	HOR B1 220	21,49	20
1372	GUA B2 220	138,46	21
1443	LIM B1 220	171,89	22
	Total	**216,06**	

Caso Base (Carregamento 1,000 p.u.)			
500kV			
Num	Nome	MCR (MVAr)	Rank
1362	MD B1 500	-5.340,48	1
1472	YAC B1 500	-1.907,87	2
1531	AYO B1 500	-1.885,70	3
1596	VHA A 500	-1.317,82	4
	Total	**-10.451,87**	

Caso Base Singularidad (Carregamento 1,220 p.u.)			
500kV			
Num	Nome	MCR (MVAr)	Rank
1472	YAC B1 500	-136,10	1
1531	AYO B1 500	-6,44	2
1362	MD B1 500	-3,46	3
1596	VHA A 500	-1,04	4
	Total	**-147,04**	

Tabla 15. Classificação de barras de forma decrescente em MVAr para caso base e singularidade. Máxima da noite em níveis de tensão.

A **Tabela 15** exibe a classificação de MPR em níveis de tensão. Observa-se que os índices de MPR mais severos são em níveis de 220kV. Isto indica que é necessária realizar uma ação corretiva naqueles níveis de tensão dado que oferecem um maior deterioro na tensão do sistema. Dito nível de tensão fornece valores de MPR totais de 216MVAr.

Nos níveis de 500kV o sistema apresenta uma maior reserva de potência reativa, o que faz supor que para o caso base os índices de MPR são melhores que em outros níveis de tensão.

Resume de Contingências ∑ MPR				
Nome	**Contingência**	***MVAr***		***p.u.***
		Carregamento 1,000 p.u.	**Próximo à Singularidade**	**Ponto final de Operação**
CONT-0	Caso base sem Contingência	-29.173	61	1,170
CONT-1	**FS LT500kV IPU-VHA**	**-19.782**	**700**	**1,140**
CONT-2	FS LT500kV YAC-AYO	-19.777	550	1,170
CONT-3	FS LT500kV AYO-VHA	-21.890	-4.118	1,130
CONT-4	FS SVC-LIM	-26.660	-157	1,170
CONT-5	FS SVC-GUA	-27.307	-9.745	1,160
CONT-6	**FS SVC-HOR**	**-11.890**	**-196**	**1,030**
CONT-7	FS SVC-SLO	-24.718	-183	1,160
CONT-8	**FS LT220kV LIM-CYO**	**-26.200**	**475**	**1,170**
CONT-9	FS LT220kV LIM-VHA	-28.011	-328	1,170
CONT-10	FS LT220kV LIM-SLO	-27.056	335	1,170
CONT-11	FS LT220kV COV-GUA	-27.785	257	1,170
CONT-12	FS LT220kV GUA-SLO	-27.985	-19	1,170
CONT-13	FS LT220kV GUA-LAM	-27.319	-672	1,170
CONT-14	FS LT220kV GUA-PSA	-28.654	-4.023	1,170
CONT-15	FS LT220kV HOR-CCO	-27.196	421	1,170
CONT-16	FS LT220kV CYO-HOR	-26.914	-973	1,160

Tabela 16. Resultado de simulações das contingencias aplicadas e a Somatória de MPR total de barras monitoradas. Máxima da noite.

A **Tabela 16** exibe a somatória de MPR associadas às contingências aplicadas às barras mais críticas do caso base. Observa-se que a margem de carga do sistema do caso base é de 1,17 p.u. (menor que o período da tarde), em consequência, se tomam as seguintes contingências como às mais críticas, pelos seguistes motivos:

CONT-1. Inexistência de MPR (valores positivos) ante a perda do vínculo LI 500kV MD-VHA 1 (Interligação entre a Central Hidroelétrica ITAIPU e a Subestação Villa Hayes). Ligação de maior fortaleza elétrica em 500kV.

CONT-6. A perda do SVC-HOR limita a margem de carga do sistema, muito por debaixo do valor do caso da tarde (1,030 p.u.), pelo que se pode considerar que esta contingencia limita em grande medida a exigibilidade do sistema em termos de compensação reativa dos Subsistemas Centro, Norte e Oeste. Também o SVC-HOR, serve de apoio ao SVC-LIM (compartem as injeções de potências reativas). Parte da injeção dessa potência reativa do SVC-HOR vai para o Subsistema Centro.

CONT-8. Déficit ou inexistência de MPR (valores positivos) ante a perda do vínculo de 220kV entre as Subestações LIM e CCO. Conexão entre o Subsistema Metropolitano e o Norte.

A seguir, mostram-se alguns gráficos indicativos baseados nos resultados obtidos nas simulações.

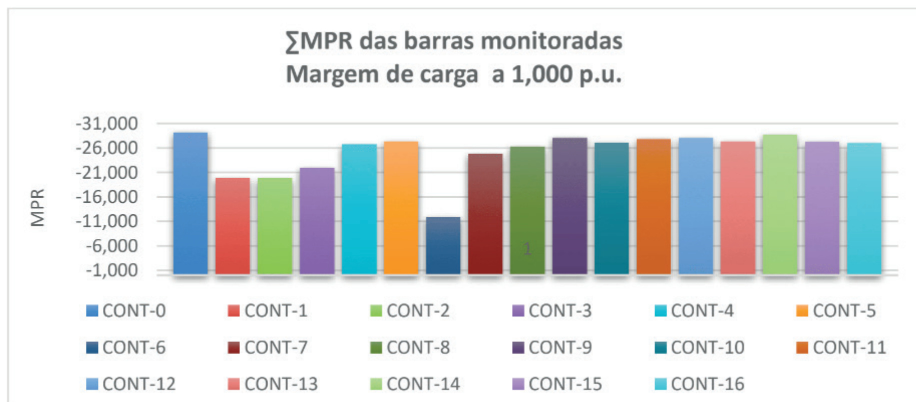


Gráfico 8. Somatória de MPR ao nível de carga de 1,000 p.u. Máxima da noite.

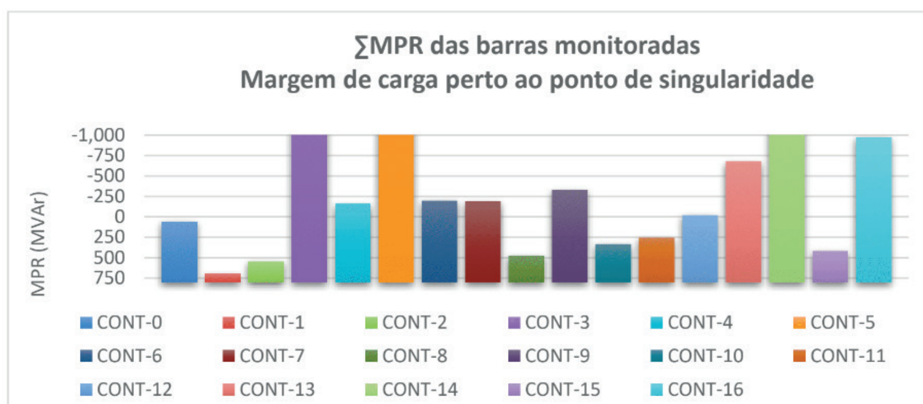


Gráfico 9. Somatória de MPR perto ao colapso de tensão. Máxima de noite.

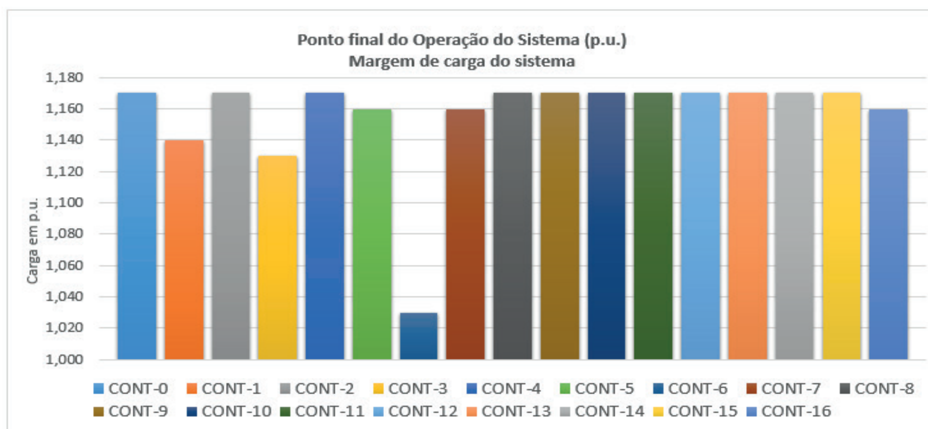


Gráfico 10. Margem de carga do sistema. Máxima da noite.

O **Gráfico 8** exibe a reserva de potência reativa em MVAr ao nível total das barras analisadas em 1,000 p.u, de carga do sistema. Isto é importante, dado que nesta margem

de carga o ponto de arranque de simulação o sistema está com caraterísticas nominais. A contingência *CONT-3* é a que presenta menor reserva de potência reativa, porém, estes valores de MPR encontram-se debaixo do umbral do eixo horizontal do MPR (valor negativo) o que indica que ainda existe reserva de potência reativa ao nível de sistema.

O **Gráfico 9** indica os valores de MPR pertos ao ponto de colapso de tensão. A caraterística principal deste ponto da curva QV é que o ponto máximo de carregamento da curva PV, o MPR da barra crítica é praticamente nulo ou até inclusive com déficit (valores positivos). Estes dados revelam importantes caraterísticas da rede elétrica considerada em relação à fenômeno de estabilidade de tensão. As contingências *CONT-1, CONT-2, CONT-8* e *CONT-15* presentam valores de MPR de *700, 550, 475* e *421 MVAr* respectivamente, sendo a *CONT-1 a mais severa. As* contingencias *CONT-3, CONT-5 e CONT-14* presentam valores negativos de MVAr, acima de 1.000 MVAr, então pode considerar-se que estas contingências são as que infringem menos severidade ao sistema estudado.

Finalmente, o **Gráfico 10** revela dados determinantes em quanto à margem de carga operativo perto ao ponto de singularidade. Esta margem de carga indica o último ponto de carregamento do sistema, antes do colapso de tensão e em onde o sistema tende a perder estabilidade de tenso despois do ponto crítico. Então conhecendo esta margem de carga seriam adotadas as medidas de controle, reforço dos componentes do sistema e evitar o ponto de colapso, amenizando um corte de carga o projetando outras medidas como a geração adicional. A contingência CONT-6 é a mais severa e corresponde à perda do *SVC-HOR*.

11 I RESULTADO FINAL DOS CASOS BASE DE MÁXIMAS DEMANDAS DA TARDE E NOITE

Este trabalho enfoca os fenômenos de estabilidade de tensão que infringem as contingências concernentes a perda de linhas de transmissão de 500kV e 220kV e perda de compensadores estáticos de potência reativa SVC. Logo de realizar os estudos correspondentes aos sistemas propostos, máxima da tarde e máxima da noite, e utilizando ferramentas de estabilidade de tensão (curvas QV e PV), pode ser concluído o seguinte:

Caso de máxima demanda da tarde.

- **CONT-3.** Fora de serviço da LT 500kV AYO-VHA. Perda do vínculo entre as Subestações Ayolas e Villa Hayes.
- **CONT-6.** Fora de serviço do compensador estático de potência reativa SVC--HOR. Associado à Subestação Horqueta.
- **CONT-19.** Fora de serviço da LT 220kV IRY-CYO. Perda do vínculo de 220kV das Subestações Itakyry e Cerro Corá.

Caso de máxima demanda da noite.

- **CONT-1.** Fora de serviço da LT 500kV IPU-VHA. Perda dos vinculo de 220kV das Subestações Limpio e Carayaó.

- **CONT-6.** Fora de serviço do compensador estático de potência reativa SVC--HOR. Associado à Subestação Horqueta.

- **CONT-8.** Fora de serviço da LT 220kV LIM-CYO. Perda do vínculo de 220kV das Subestações Limpio e Carayaó.

Conclui-se que qualquer perda dos circuitos de 500kV infringem uma elevada degradação do sistema, impondo índices severos de estabilidade de tensão em ambos períodos de carga (tarde e noite).

A perda do *SVC-HOR* é uma contingencia limitante em margens de carga, levando o sistema a operar em pontos pertos do colapso de tensão, muito antes do que as margens de carga do caso base.

Finalmente, a perda de qualquer vínculo de 220kV interligado ao Subsistema Norte, leva o sistema a operar em faixas de segurança não aceitáveis em termos de estabilidade de tensão, para os casos estudados. As mais severas são as contingências: *CONT-19* para a tarde e *CONT-8* para a noite.

Na seguinte etapa do trabalho se centralizara em utilizar os resultados obtidos, para localizar os pontos estratégicos, gerações adicionais (gerações alternativas, solar e eólica), de modo a melhorar os níveis de estabilidade de tensão. Estas gerações estariam ligadas em nós donde as barras mais críticas, com maior déficit de MPR e determinadas após as análises das contingencias aplicadas, onde foram utilizadas as ferramentas de estabilidade de tensão.

12 I ESTUDOS DE LOCALIZAÇÃO DE CENTRAIS DE GERAÇÃO ALTERNATIVA COMO AÇÕES CORRETIVAS

Para determinar o tipo e a localização das centrais de geração alternativa é necessário determinar o potencial energético solar e eólico do território paraguaio. Isto é para determinar as fontes naturais que conta o País para a geração solar e eólica em diferentes pontos de seu território. Os dados foram obtidos de ´´ **O mapeio de potencial energético solar e eólico do Paraguai**´´ empreendimento científico-tecnológico impulsado por Itaipú Binacional e o Parque Tecnológico de Itaipú, Centro de Inovação em Tecnologias Energéticas do Centro de Inovação em informação Geográfica.

Este trabalho não enfatiza os estudos técnico-econômicos da implantação de geração alternativa a curto e médio prazo, dada a disponibilidade de energia hidroelétrica a níveis de potência e interligação ao SINP. Porém, analisa os benefícios técnicos no nível de melhoramento do desempenho dos índices de estabilidade de tensão quando estas participam diretamente nos nós mais degradados de reserva de potência reativa (MVAr) dos sistemas estudados (ANDE). Também se aclare que este trabalho tampouco enfatiza o modelo das centrais de geração.

A seguir, são exibidos dados de potencial energético solar e eólica do Paraguai.

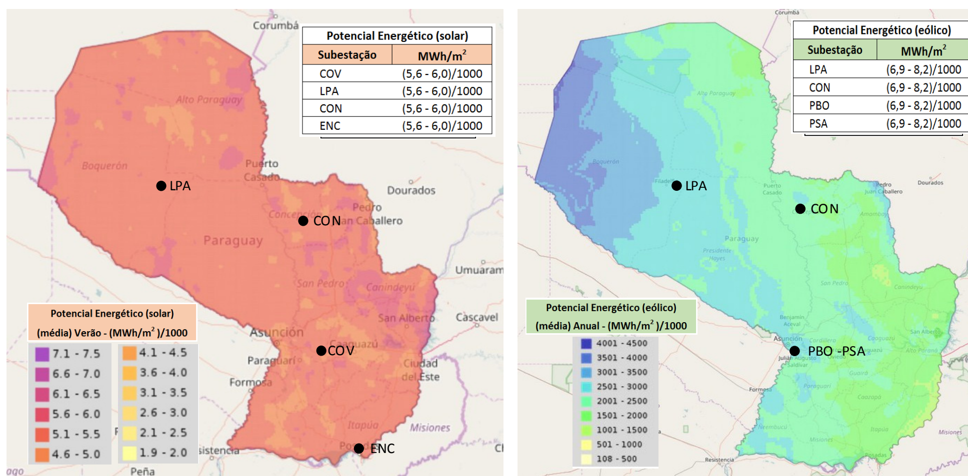


Figura 9. Potencial de energia eólica e solar.

Na Figura anterior, pode se observar o potencial energético solar praticamente constante em termos de indicadores médios no País. As Subestações como SE-LPA e SE-CON encontram-se nas zonas norte onde foram incluídas na geração distribuída. Também é necessário fazer ênfase que o SVC-HOR encontra-se operando na região. Também é exibido o potencial energético eólico do País. Os dados indicam uma média quase constante em todo o território, observa-se também um incremento do potencial energético eólico ao Noroeste do território.

Sendo assim, com os dados mencionados anteriormente, mostram-se a seguir as barras candidatas às quais serão adicionadas geração distribuída. Estas barras foram selecionadas porque encontram-se em pontos estratégicos do SINP. Ademais, cada uma das essas barras está associada a zonas com importantes potenciais energéticos. Cada nó estudado tem sua particularidade e caraterística dentro do sistema ANDE. Potencial energético, participação dentro do SINP, aspectos sociais e outras considerações, foram avaliados para sua seleção. Mais adiante, mencionaram-se as particularidades de cada barra candidata, nas quais serão realizadas as ações corretivas abordadas neste trabalho.

Barra	**Subestação associada**	**Potencial energético em (MWh/m^2)1000**		**Tipo de geração**
		Solar	**Eólico**	
1371	COV	**5,6-6,0**	4,4-6,7	**A**
1537	LPA	**5,6-6,0**	**6,9-8,2**	**C**
1568	CON	**5,6-6,0**	**6,9-8,2**	**C**
1396	ENC	**5,6-6,0**	4,4-6,7	**A**
1622	PSA	4,6-5,0	**6,9-8,2**	**B**
1444	PBO	4,6-5,0	**6,9-8,2**	**B**

Referência	Tipo de geração
A	Geração Solar
B	Geração Eólica
C	Geração Híbrida (Solar + Eólica)

Tabla 17. Potencial energético em MWh/m^2 de barras candidatas associadas à geração distribuída.

Na **Tabela 17** podem apreciar-se as barras candidatas com seus respectivos potenciais energéticos (solar e eólico) e os possíveis tipos de geração. Subestação Coronel Oviedo (**SE-COV)**. É um ponto elétrico de convergência de vários vínculos em 220kV (Figura 9 e Anexo 1), está situado no Departamento de Caaguazú (11.474 km^2), sendo a interface de transporte de potencias provenientes dos sistemas Leste, com os sistemas Norte, Centro e Metropolitano. Neste nó a distribuição de potência reativa é "distribuída" ao resto do SINP. Assim, foi estudada a possibilidade de injetar em suas barras geração de natureza alternativa, principalmente durante o período da demanda máxima da tarde, onde claramente é observada em os estudos presentados, grande deterioro das reservas de MVAr em termos de MPR.

Subestação Loma Plata (**SE-LPA)**. Zona de grande desenvolvimento industrial, de alto grau de potencial energético solar e eólico (Figura 9 e Anexo 1) localizada no Departamento de Boquerón (91.669 km^2). Barra candidata para ser associada à geração adicional, tem caraterísticas radiais em níveis de 220kV. O objetivo de introduzir uma geração adicional é de servir de sustento e melhoramento de margens de MPR para a zona local e para o suporte de potência reativa ao SVC-HOR, que exibe severos valores de instabilidade de tensão nos períodos de demandas máxima da tarde e da noite. Dada a participação desta geração nas demandas de carga dos períodos estudados optou-se por instalar uma geração do tipo híbrida (solar mais eólica) diretamente em barras de 220kV.

Subestação Concepción (**SE-CON)**. Esta subestação de nível de tensão de 66kV (Figura 9 e Anexo 1), interliga malhas de 66kV dos Subsistema Norte. Tem um elevado potencial energético solar e eólico, que associado a uma geração adicional estaria introduzindo melhoras nas margens de MPR, para zona local e para o suporte de potência reativa ao SVC-HOR que tem valores severos de instabilidade de tensão nos períodos de demanda máxima da tarde e da noite. De acordo aos resultados obtidos nos estudos realizados se optou por incluir uma geração do tipo híbrida (solar mais eólica) a níveis de 66kV. A SE-CON está localizada no Departamento de Concepción abarcando 18.051 km^2.

Subestação Encarnación. **SE-ENC**. Rede a níveis de 66kV do Subsistema Sul (Figura 9 e Anexo 1), que em períodos de verão tem uma grande concorrência de pessoas atraídas por motivos turísticos, exigindo maior demanda elétrica, degradando os níveis de tensão do anel de 66kV dessa zona. Incluem-se nas simulações, a *geração alternativa solar* como medida para acrescentar o melhoramento dos índices de MPR. Serve principalmente de suporte ao Subsistema Sul em períodos de máxima da tarde. La SE-ENC encontra-se na Cidade de Encarnación; é a Capital do Departamento de Itapúa. O Departamento tem 16.525 km^2. Dentro do mesmo estão localizadas as Subestações a níveis de 220kV San

Patrício, San Juan Bautista, Coronel Bogado, Cambyretã e Trinidad e para os níveis de 66kV as Subestações Encarnación, Pira Pó e San Pedro del Paraná. Esta geração estará ligada ao anel de 66kV dessa zona.

Subestações Puerto Sajonia **SE-PSA** e Puerto Botânico **SE-PBO**. Ambas as Subestações se encontram dentro do centro de carga do Subsistema Metropolitano, vinculando os níveis de 500kV de la SE-VHA aos níveis de 220kV, através de Autotransformadores de 500/220kV da SE-VHA. As SE-PSA e SE-PBO tem uma grande influência no Subsistema Metropolitano, injetando grandes bloques de potência. Ambas as Subestações estão localizadas no Departamento Central, muito pertos da Capital do País, impossibilitando a criação de grandes plantas de geração alternativa (Figura 9 e Anexo 1). Porém, eletricamente estas Subestações, estão próximas à Region Ocidental (Chaco) de alto grau de potencial energético solar e eólica, pelo que que é factível o estudo da instalação de centrais de geração no Chaco e que a transmissão desta energia aos centros de cargas metropolitano poderiam fazer-se através de linhas de transmissão. Como a zona mencionada tem alto grau de potencial energético Eólico, optou-se por instalar dois centrais de geração eólicas, diretamente nas barras das Subestações Puerto Sajonia e Puerto Botânico em 220kV. O departamento que está localizado perto à Capital do País (Centro de carga Metropolitano) é o Departamento de Presidente Hayes (72.907 km²).

Seguidamente serão presentadas as curvas de geração eólica e solar em formato de 24hs.

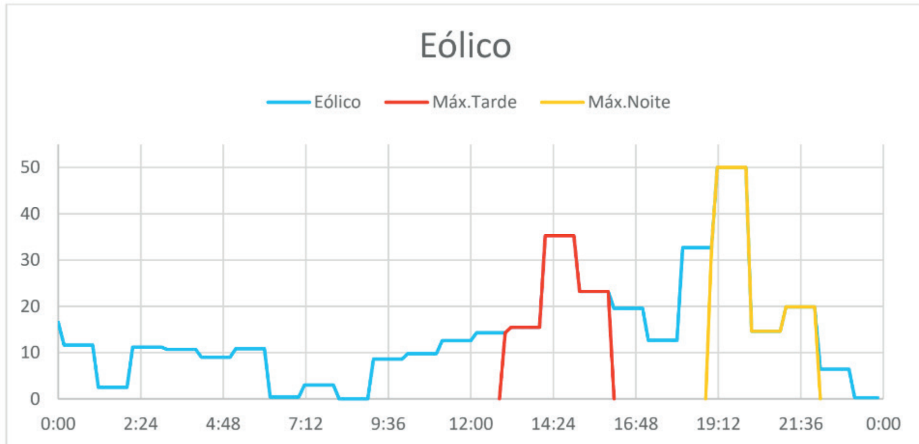


Gráfico 11. Participação da Geração eólica. Caso típico acadêmico. Fevereiro

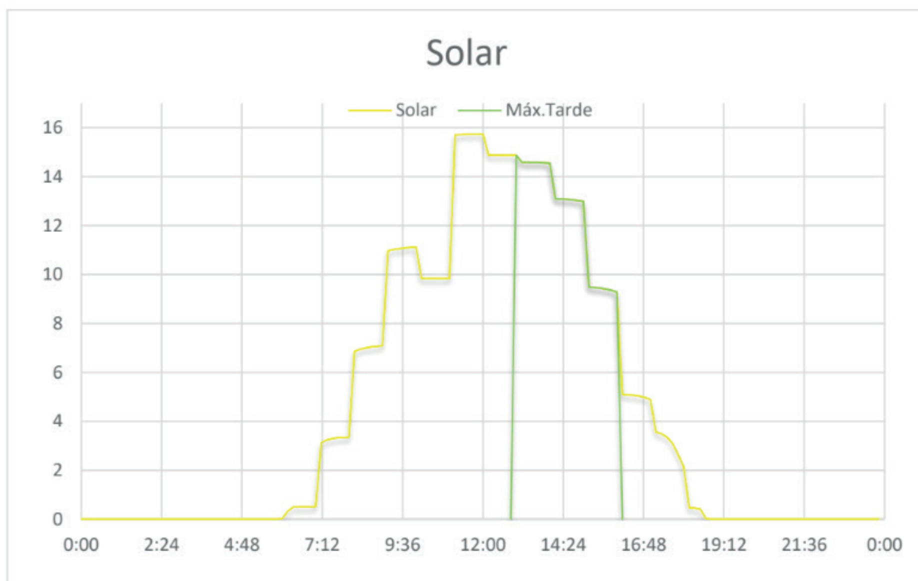


Gráfico 12. Participação da Geração solar. Caso típico acadêmico. Fevereiro.

No **Gráfico 11** se observa o comportamento da geração do tipo eólica, com registros em formato de 24hs. Os gráficos presentados têm objetivos acadêmicos, mais, exibem informações importantes como o trajeto que toma a curva durante um dia típico de fevereiro (*curva azul*). Observa-se uma importante participação de geração no mesmo horário de máxima demanda da tarde (*13:00 até 16:00hs – curva vermelha*). Também se observa que a geração de potência se acrescenta mais à noite, e uma importante fração dessa geração contribuiria com o SINP no horário da máxima demanda da noite (*19:00 até 22:00hs – curva amarela*).

O **Gráfico 12**, exibe o comportamento da geração tipo solar, também com registros em formato de 24hs. Este gráfico também exibe dados relevantes, como o traçado da curva durante um dia típico de fevereiro (*curva amarela*). A diferença da geração eólica, e a geração solar é que só estará disponível quando a luz do sol estiver presente. Observa-se uma importante participação no horário da máxima demanda da tarde (13:00hs até 16:00hs – curva verde).

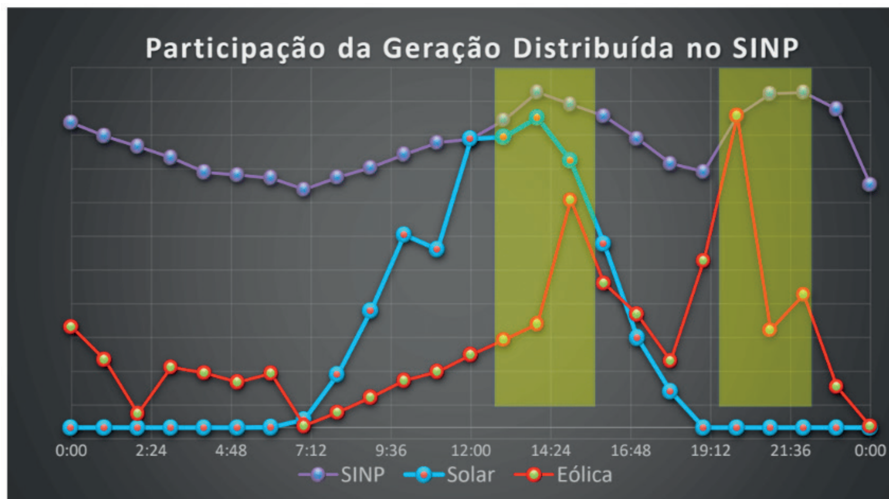


Gráfico 13. Comportamento das curvas de demanda do SINP e da Geração Alternativa.

No **Gráfico 13** mostram-se os trajetos (comportamento) que tomam cada curva analisada. Com este gráfico se pretende identificar a participação das gerações solar e eólica dentro do SINP. Para este fim, foram relacionados os gráficos 4 (*curva caraterística do SINP*), e os gráficos 11 e 12 (*curva de geração solar e eólica*). O quadro amarelo indica a participação da geração distribuída durante as máximas demandas da tarde e noite.

Adotando as indicações abordadas nos dados anteriores, procedera-se em determinar a potência instalada necessária, tipo de geração e o nó onde será ligada a geração adicional.

Geração adicional aplicada			
Barra	**Subestação associada**	**Potência Instalada (MW)**	
		Solar	**Eólica**
1371	COV	270	0
1537	LPA	5	50
1568	CON	10	40
1396	ENC	27	0
1622	PSA	0	190
1444	PBO	0	320
Total		**312**	**600**

Tabela 18. Participação da geração distribuída.

Na **Tabela 18** observam-se as potências instaladas nas barras de geração adicionais. Seguidamente serão mostradas as porcentagens totais de participação por Subestação para cada período de carga analisada (tarde e noite) que finalmente serão submetidas às simulações para determinar os novos valores de MPR. As potências instaladas para cada central de geração mostradas na *Tabela 18* correspondem às demandas previstas para o

período estival de verão de 2017, onde as cargas são na ordem de 3.500 MW de demanda para a tarde e para a noite, e que para os casos simulados, as demandas foram reduzidas na ordem de 22% por motivos de convergência.

13 I RESULTADO DE SIMULAÇÕES COM CASOS DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Considerações abordadas.

		MPR	>	**1000**	(Negativo)	A	Alto
1000	>	MPR	>	**500**	(Negativo)	**M**	Médio
500	>	MPR	>	**0**	(Negativo)	**B**	Baixo
		MPR	≤	**0**	(Positivo)	**I**	Inexistente

Tabla 19. Classificação das barras por médio de seu MPR.

A **Tabela 19** exibe os limites considerados para as classificações das barras das piores contingencias, desde o ponto de vista de estabilidade de tensão. Para valores iguais ou maiores a zero (positivo) se consideram que os valores de MVAr da barra analisada não dispõem de reserva de potência reativa, inclusive tem valores positivos, indicando déficit de MPR, então, o indicador será ´´**I**´´. Para valores maiores a zero e menores que 500MVAr (negativo) será considerado como índice baixo ´´**B**´´. Para valores maiores que 500MVAr e menores a 1.000MVAr (negativo) será considerado como MPR médio o indicador será ´´**M**´´. Por último, para valores maiores a 1.000MVAr (negativo) será considerado como MPR alto, o indicador será ´´**A**´´. Estes índices classificatórios foram considerados inicialmente no apartado de análises de simulações do sistema teste IEEE 14 barras, ´´ ***Tabela 5. Classificação das barras por seu MPR***. ´´

Geração adicional aplicada. Tarde		
Barra	**Potência injetada (MW)**	**% Adicionado**
1371	190,50	7,6%
1537	16,00	0,6%
1568	10,50	0,4%
1396	19,00	0,8%
1622	133,50	5,3%
1444	130,50	5,2%
Total	**500**	**20%**

Geração adicional aplicada. Noite		
Barra	**Potência injetada (MW)**	**% Adicionado**
1537	33,03	1,2%
1568	28,20	1,0%
1622	85,21	3,2%
1444	228,55	8,5%
Total	**375**	**15%**

Tabla 20. Barras de injeção de geração adicional para máximas da tarde e da noite.

Na **Tabela 20** enfatiza-se a geração adicionada para cada período de carga e para cada barra candidata. Para a tarde foram injetados 20% de geração adicional da geração em relação ao caso base. Por outro lado, para o período da noite foram injetadas uns 15%. Nas simulações foram priorizados os tipos de geração alternativa dependendo da exigência

da rede para cada período de carga. As centrais geradoras das Subestações SE-COV e SE-ENC participam principalmente para o período de demanda máxima da tarde (geração solar) porque nesses nós foram necessários realizar as injeções pôr as necessidades de suporte de potência reativa no SINP à tarde. As centrais geradoras das SE-PSA e SE-PBO são exclusivamente do tipo eólica. As centrais geradoras associadas às Subestações SE-LPA e SE-CON são do tipo híbrida (eólica mais solar), dada as exigências da rede em ambos os períodos de carga, também estas servem de suporte de potência reativa na área local e à SVC-HOR no Subsistema Norte.

CONT-03 (Carregamento 1,000 p.u.)			
Num	Base	Adic.1%	Adic.20%
	De	Para	Para
1351	A	A	A
1362	A	A	A
1365	A	A	A
1366	A	A	A
1369	B	B	B
1371	M	M	M
1372	B	B	M
1373	B	B	B
1374	M	M	M
1375	M	M	M
1376	B	B	B
1396	B	B	B
1442	M	M	A
1443	B	B	B
1444	M	M	M
1472	A	A	A
1501	M	M	M
1522	M	M	M
1531	A	A	A
1537	B	B	B
1589	M	M	A
1596	M	M	M
1597	M	M	M
1622	M	M	M
1624	B	B	M
1809	B	B	B
1892	A	A	A
1900	M	M	M

CONT-06 (Carregamento 1,000 p.u.)			
Num	Base	Adic.1%	Adic.5%
	De	Para	Para
1351	A	A	A
1362	A	A	A
1365	A	A	A
1366	A	A	A
1369	B	B	B
1371	M	M	M
1372	M	M	M
1373	B	B	B
1374	M	M	M
1375	M	M	M
1376	B	B	B
1396	B	B	B
1442	B	B	B
1443	B	B	M
1444	M	M	M
1472	A	A	A
1501	M	M	M
1522	B	B	B
1531	A	A	A
1537	B	B	B
1589	M	A	A
1596	M	M	M
1597	M	M	M
1622	M	M	M
1624	M	M	M
1809	B	B	B
1892	M	A	A
1900	M	M	M

CONT-19 (Carregamento 1,000 p.u.)			
Num	Base	Adic.1%	Adic.20%
	De	Para	Para
1351	A	A	A
1362	A	A	A
1365	A	A	A
1366	A	A	A
1369	B	B	B
1371	M	M	A
1372	M	M	M
1373	I	I	B
1374	M	M	M
1375	M	M	M
1376	B	B	B
1396	B	B	B
1442	M	M	M
1443	M	M	M
1444	M	M	M
1472	A	A	A
1501	M	M	M
1522	M	M	M
1531	A	A	A
1537	B	B	B
1589	M	A	A
1596	A	A	A
1597	M	M	M
1622	M	M	M
1624	M	M	M
1809	B	B	B
1892	A	A	A
1900	M	M	M

CONT-03 (Perto ao de ponto de singularidade)			
Num	Base	Adic.1%	Adic.20%
	De	Para	Para
1351	I	B	M
1362	B	B	A
1365	B	B	M
1366	I	B	M
1369	I	B	B
1371	B	B	B
1372	I	I	B
1373	I	I	B
1374	B	B	B
1375	B	B	B
1376	I	I	B
1396	B	B	B
1442	I	B	M
1443	I	I	B
1444	B	B	B
1472	B	A	A
1501	B	B	B
1522	B	B	B
1531	I	M	A
1537	B	B	B
1589	I	B	B
1596	B	B	B
1597	I	B	B
1622	B	B	B
1624	B	B	B
1809	B	B	B
1892	I	B	M
1900	I	B	M

CONT-06 (Perto ao punto de singularidade)			
Num	Base	Adic.1%	Adic.5%
	De	Para	Para
1351	B	B	A
1362	B	A	A
1365	I	B	M
1366	B	B	M
1369	B	B	B
1371	B	B	B
1372	I	B	B
1373	B	B	B
1374	B	B	B
1375	I	B	B
1376	I	I	B
1396	B	B	B
1442	I	B	B
1443	I	B	B
1444	B	B	B
1472	B	A	A
1501	B	B	B
1522	B	B	B
1531	B	M	A
1537	B	B	B
1589	B	B	B
1596	B	B	M
1597	B	B	B
1622	I	B	B
1624	B	B	B
1809	B	B	B
1892	B	B	B
1900	B	B	M

CONT-19 (Perto ao punto de singularidade)			
Num	Base	Adic.1%	Adic.20%
	De	Para	Para
1351	I	B	M
1362	B	B	A
1365	B	B	A
1366	B	B	M
1369	B	B	B
1371	B	B	M
1372	B	B	B
1373	I	I	B
1374	B	B	B
1375	B	B	B
1376	I	B	B
1396	B	B	B
1442	B	B	M
1443	I	I	B
1444	B	B	B
1472	B	B	A
1501	B	B	B
1522	B	B	B
1531	B	B	A
1537	I	B	B
1589	B	B	M
1596	B	B	M
1597	I	B	B
1622	B	B	B
1624	B	B	B
1809	I	B	B
1892	B	B	A
1900	B	B	M

Tabela 21. Resultado de simulações com injeção adicional para máxima demanda da tarde.

Na **Tabela 21** são mostrados os valores obtidos nas simulações das contingências mais severas para o caso da demanda máxima da tarde, submetidas a geração adicional em suas barras candidatas. Seguidamente é desarrolhada uma breve explicação dos fenômenos observados, quando a margem de carga de 1,000 p.u., e do marem de carga perto ao colapso de tensão.

Margem de carga de 1,000 p.u.

CONT-03. São observadas melhoras na classificação de índices de MPR, nas barras *1442 e 1589*, que mudam de posições de classificação de ´´**M**´´ a ´´**A**´´. As barras 1372 e 1624 mudam de ´´**B**´´ a ´´**M**´´. As demais barras não sugerem maiores mudanças de posição de classificação de MPR. Não são observados valores nulos ou positivos que indiquem déficit de MVAr.

CONT-06. São observadas melhoras na classificação de índices de MPR em barras 1443 de ´´**B**´´ a ´´**M**´´. As barras 1589 e 1892 sofrem uma variação de posição de índices ´´**M**´´ a ´´**A**´´. O resto das barras desta contingencia são mantidas iguais ou sem mudanças. Não são observados valores nulos ou positivos que indiquem o déficit de MVAr.

CONT-19. Nesta contingencia as barras 1371 e 1589 presentam mudanças de posições de classificação de MPR de índices ´´**M**´´ a ´´**A**´´. Por outro lado, a barra 1373 exibe valores de déficit de potência reativa, foram necessários uns 20% de geração adicional, que, para que a posição ´´**I**´´ mude a índices pelo menos de ´´**B**´´. Isto indica uma alta deterioração de MPR da área de influência da barra 1373 que está associada al SVC-HOR operando dentro do Subsistema Norte. O Resto das barras ficou sem alterações, após as injeções adicionais.

Margem de carga perto ao ponto de colapso de tensão.

CONT-03. Para esta contingencia, no caso original aparecem 13 barras com deficiência de MVAr (1351, 1366, 1369, 1372, 1373, 1376, 1442, 1443, 1531, 1589, 1597, 1892 e 1900). Quando é injetada uma geração adicional de 1% é observada uma grande redução de número de barras com classificação ´´**I**´´. Isto indica a sensibilidade ante variação dos fluxos circulantes naqueles circuitos e que implicam grandes mudanças de variação de tensão, ficando depois de esta injeção só 4 barras (1372, 1373, 1376 e 1443) que correspondem a os SVC do SINP. Finalmente foi necessária uma injeção adicional de 20% para que todas as barras com índice ´´**I**´´ passem pelo mínimo a classificação ´´**B**´´.

CONT-06. Nos resultados obtidos da análise de período de máxima carga da tarde e para esta contingencia são observadas 7 barras com indisponibilidade de potência reativa (1365, 1372, 1375, 1442 e 1622), e com uma injeção de 1% de geração adicional conseguiu-se que praticamente todos os índices ´´**I**´´ mudem a valores negativos ´´**B**´´, exceto para a barra 1376 onde foram necessários uns 5% de geração adicional nas barras candidatas. São observadas melhoras substanciais nas barras 1351, 1366, 1472, 1531, 1596 e 1900, que mudaram de posição de índices ´´**B**´´ a ´´**M**´´, e para algumas barras conseguiram-se transições de índices até ´´**A**´´. O resto das barras de esta contingência mantiveram-se iguais ou sem mudanças ante injeções adicionais.

CONT-19. Para esta contingência de perda de linha de transmissão de 220kV foram observados índices de inexistência de potência reativa em 7 barras (1351, 1373, 1376, 1443, 1537, 1597 e 1809) e foram necessários uns 20% de geração adicional para todos

os indicadores ´´I´´ mudem a pelo menos posições de classificação ´´**B**´´. As barras 1366, 1371, 1442, 1589, 1596 e 1900 exibem mudanças de índices de ´´**B**´´ a ´´**M**´´. O resto das barras desta contingência mantiveram-se iguais ou sem mudanças ante injeções adicionais.

CONT-01 (Carregamento 1,000 p.u.)			
Num	Base	Adic.1%	Adic.15%
	De	Para	Para
1351	A	A	A
1362	B	B	A
1365	A	A	A
1366	A	A	A
1369	B	B	B
1371	M	M	M
1372	B	B	M
1373	B	B	B
1374	M	M	M
1375	M	M	M
1376	B	B	B
1396	B	B	B
1442	M	M	M
1443	B	B	B
1444	M	M	M
1472	A	A	A
1501	B	M	M
1522	M	M	M
1531	A	A	A
1537	B	B	B
1589	M	M	M
1596	M	M	M
1597	M	M	M
1622	M	M	M
1624	M	M	M
1809	B	B	B
1892	M	A	A
1900	A	M	M

CONT-06 (Carregamento 1,000 p.u.)			
Num	Base	Adic.1%	Adic.5%
	De	Para	Para
1351	A	A	A
1362	M	M	A
1365	B	B	A
1366	B	B	M
1369	B	B	B
1371	B	B	M
1372	B	M	M
1373	B	B	B
1374	B	B	M
1375	B	M	M
1376	B	B	B
1396	B	B	B
1442	B	B	B
1443	B	B	M
1444	B	M	M
1472	A	A	A
1501	B	B	M
1522	B	B	B
1531	A	A	A
1537	B	B	B
1589	B	B	M
1596	M	M	A
1597	B	B	M
1622	M	M	M
1624	M	M	M
1809	B	B	B
1892	B	M	M
1900	A	A	M

CONT-08 (Carregamento 1,000 p.u.)			
Num	Base	Adic.1%	Adic.5%
	De	Para	Para
1351	A	A	A
1362	A	A	A
1365	A	A	A
1366	A	A	A
1369	B	B	B
1371	M	M	M
1372	M	M	M
1373	B	B	B
1374	M	M	M
1375	M	M	M
1376	B	B	B
1396	B	B	B
1442	M	M	M
1443	M	M	M
1444	M	M	M
1472	A	A	A
1501	M	M	M
1522	M	M	M
1531	A	A	A
1537	B	B	B
1589	M	M	M
1596	A	A	A
1597	M	A	M
1622	M	M	M
1624	M	M	M
1809	B	B	B
1892	A	A	A
1900	A	M	A

CONT-01 (Perto ao de ponto de singularidade)			
Num	Base	Adic.1%	Adic.15%
	De	Para	Para
1351	I	B	A
1362	B	M	A
1365	B	B	B
1366	I	B	B
1369	I	B	B
1371	B	B	B
1372	I	I	B
1373	I	I	B
1374	B	B	B
1375	B	B	B
1376	I	I	B
1396	B	B	B
1442	I	B	B
1443	I	I	B
1444	B	B	B
1472	B	A	A
1501	B	B	B
1522	I	B	B
1531	I	A	A
1537	I	B	B
1589	I	B	B
1596	I	B	B
1597	I	B	B
1622	B	B	B
1624	B	B	B
1809	B	B	B
1892	I	B	B
1900	I	B	M

CONT-06 (Perto ao de ponto de singularidade)			
Num	Base	Adic.1%	Adic.5%
	De	Para	Para
1351	B	B	A
1362	B	B	A
1365	I	B	A
1366	B	B	M
1369	B	B	B
1371	B	B	M
1372	I	I	M
1373	B	B	B
1374	B	B	M
1375	B	B	M
1376	B	B	B
1396	B	B	B
1442	B	B	B
1443	I	B	B
1444	B	B	M
1472	B	A	A
1501	B	B	M
1522	B	B	B
1531	B	A	A
1537	B	B	B
1589	I	B	M
1596	B	B	M
1597	B	B	M
1622	B	B	M
1624	B	B	M
1809	B	B	B
1892	I	B	M
1900	B	B	M

CONT-08 (Perto ao de ponto de singularidade)			
Num	Base	Adic.1%	Adic.5%
	De	Para	Para
1351	B	B	M
1362	I	M	M
1365	B	B	B
1366	B	B	B
1369	I	B	B
1371	B	B	B
1372	I	B	B
1373	I	I	B
1374	B	B	B
1375	B	B	B
1376	I	B	B
1396	I	B	B
1442	B	B	B
1443	I	B	B
1444	B	B	B
1472	I	A	A
1501	B	B	B
1522	B	B	B
1531	B	A	A
1537	I	B	B
1589	B	B	B
1596	B	B	B
1597	B	B	B
1622	B	B	B
1624	B	B	B
1809	B	B	B
1892	I	B	B
1900	B	B	B

Tabla 22. Resultado de simulações com injeção adicional para máxima demanda da noite.

Na **Tabela 22** são mostrados os valores obtidos nas simulações das contingências mais severas para o caso de demanda máxima da noite, submetidas a geração adicional em suas barras candidatas. Seguidamente será desenvolvida uma breve explicação dos fenômenos observados, para margens de carga de 1,000 p.u.; e margem de carga perto ao colapso de tensão. As mesmas análises foram realizadas para os casos de demanda máxima da tarde.

Para margem de carga de 1,000 p.u.

CONT-01. Nesta contingencia as barras 1362 e 1892 mudam de posição de classificação de ´´**B**´´ a ´´**A**´´ e de ´´**M**´´ a ´´**A**´´ respectivamente. Aas barras 1372 e 1501 cambiam até índices de ´´**M**´´. Não são observadas outras variações importantes no resto das outras barras para o caso de demanda máxima da noite para maiores injeções de geração adicional nas barras candidatas.

CONT-06. As barras 1362, 1365 e 1596 mudam de seus estados iniciais até índices altos ´´**A**´´. Por outro lado, as barras 1362, 1366, 1371, 1372, 1374, 1375, 1443, 1444, 1501, 1589, 1597 e 1892 sofrem transições satisfatórias até índices médios ´´**M**´´ ante pequenas variações de injeção de geração adicional de entre 1% até 5%. Para o resto das barras no são observadas outras variações importantes.

CONT-08. Nesta contingencia não são observadas maiores variações nos índices de posição da classificação de MPR para as análises de injeções de geração adicional estudados.

Para margem de carga perto ao ponto de colapso de tensão.

CONT-01. Nesta contingencia são observadas várias barras com índices de inexistência de potência reativa, especificamente 16 barras. Se ressalta que com só 1% de geração adicional as barras que presentam índices ´´**I**´´ finalmente são 4 (1372, 1373, 1376 e 1443). Por outro lado, para que todos os índices de inexistência de reserva de potência reativa mudem até pelo menos índices baixos ´´**B**´´ foram necessárias 15% de geração adicional nas 4 barras candidatas.

CONT-06. Observa-se que, em esta contingencia, para pequenas injeções de geração adicional de entre 1% até 5% as 5 barras que presentavam inexistência de potência reativa ´´**I**´´ mudaram até posições da classificação pelo menos índices ´´**B**´´ e algumas barras como as 1365, 1372, 1589 e 1892 mudaram até índices ´´**A**´´; outras barras até posiciones de classificação ´´**M**´´. Novamente é ressaltado o resultado das simulações que fazem referência à participação dos Subsistemas Norte e Oeste no SINP em termos de estabilidade de tensão.

CONT-08. Nesta contingencia podem-se observar 10 barras mais críticas com inexistência de potência reativa. Quando é injetada geração adicional de 1%, desaparecem os indicadores críticos, com exceção da barra 1373 (SVC-HOR). Quando é injetado um 5% de geração adicional nas barras candidatas, desaparecem todos os índices críticos. A barra 1472 muda de índice ´´**I**´´ até ´´**A**´´ e a barra 1362 até ´´**M**´´ ambas de 500kV vinculantes à CH-YAC e CH-IPU respectivamente. Aas barras 1369, 1372, 1373, 1376, 1396, 1443, 1537 e 1892 mudam de indicadores ´´**I**´´ a ´´**B**´´. Outra mudança importante é da barra 1531 de índices baixos ´´**B**´´ até índices altos ´´**A**´´ Esta barra forma parte do Subsistema Sul. Para o resto das barras analisadas não são observadas maiores variações nos índices de

posição da classificação de MPR para os estudos realizados.

Aos efeitos de contrastar estes resultados é usada a ferramenta de análise estática (mencionada anteriormente), o Vetor Tangente, em relação ao qual são reportados na literatura, testes satisfatórios em relação à detecção antecipada de barras críticas.

Em Seguida serão analisados os resultados obtidos da classificação do Vetor Tangente (VT), aplicados às piores contingencias dos casos estudados. Contingências **03** de **tarde** e a contingencia **01** da **noite**.

Na **Tabela 23** e mostrada a nomenclatura utilizada e que foi explicada na *´´Tabela 7´´*.

	Subiu de posição de ranking
	Baixou de posição de ranking
	Saiu de posição de ranking
	Não mudou de posição de ranking

Tabela 23. Nomenclatura utilizada nos resultados.

CONT-03 - Vetor Tangente (Tarde)			
Num. Barra	Base	Adic.1%	Adic.20%
	De	Para	Para
1326	14	14	
1343	19	18	11
1345	21	21	15
1349	23	22	18
1388	33	33	30
1407	13	13	8
1408	20	19	16
1410	22	24	33
1411	11	11	14
1412	29	29	23
1413	24	23	20
1414	32	32	29
1426	26	26	19
1436	27	27	34
1437	18	20	28
1536	28	28	
1537	12	12	26
1538	6	6	5

CONT-01 - Vetor Tangente (Noite)			
Num. Barra	Base	Adic.1%	Adic.15%
	De	Para	Para
1325	26	24	14
1326	11	8	3
1343	12	12	5
1345	7	6	1
1349	28	26	23
1378	29	27	17
1379	25	23	13
1385	30	29	16
1388	31	31	33
1400	21	21	15
1411	13	15	
1426	10	7	2
1427	33	31	22
1432	27	25	11
1465	22	22	19
1467	36		
1483	18	17	10
1499	34	33	

CONT-03 - Vetor Tangente (Tarde)			
Num. Barra	Base	Adic.1%	Adic.20%
	De	Para	Para
1540	7	7	6
1543	4	4	4
1544	2	2	2
1545	3	3	3
1546	1	1	1
1563	36	36	32
1564	31	31	25
1568	9	9	22
1569	5	5	7
1580	15	15	24
1581	10	10	12
1600	35	35	27
1813	17	17	13
1925	25	25	17
1945	34	34	31
8540	8	8	9
9326	16	16	10
9343	30	30	21

CONT-01 - Vetor Tangente (Noite)			
Num. Barra	Base	Adic.1%	Adic.15%
	De	Para	Para
1503	17	16	8
1537	23		
1538	8	10	
1540	6	9	
1543	5	5	21
1544	2	2	7
1545	4	4	18
1546	1	1	5
1563	20	19	12
1564	15	13	9
1568	9	12	
1569	3	3	
1581	24	32	
1600	32	28	6
1679	35	34	
1925	19	18	
1945	16	14	
8540	14	20	

Tabela 23. Resultado das simulações. Mudanças das posições do Classificação do VT. Piores contingencias da tarde e da noite.

A **Tabela 23** exibe os resultados obtidos das simulações de piores contingencias da tarde e da noite dos casos bases em comparação com casos com geração adicional.

Análises dos resultados obtidos dos Vetor Tangente de casos da tarde e da noite.

CONT-03. Corresponde à pior contingência da *demanda máxima da tarde* e que os resultados são analisados seguidamente. As barras *1326 e 1536* desaparecem das posições da classificação do VT quando são aplicadas gerações adicionais nas barras candidatas. As barras *1543, 1544, 1545, 1546, 1600, 1813 e 1925* não sofrem variações ou mudanças em suas posições de classificação do VT. Por outro lado as barras *1410, 1441, 1436, 1437, 1537, 1568, 1569, 1580, 1581 e 8540* exibem melhorias ou mudanças em suas posições originais até posições superiores. O resto das barras não mencionadas sofrem um aumento da sensibilidade ante variações de carga, o seja, que mudarem até posições inferiores na classificação do VT.

CONT-01. Esta contingencia corresponde a pior dos casos simulados do período de demanda máxima da noite e é analisada seguidamente. As barras *1411, 1467, 1499, 1537, 1538, 1540, 1568, 1569, 1581, 1679, 1925, 1945 e 8540* deixam de aparecer nas posições de classificação do VT. As barras *1388*, *1543, 1544, 1545, e 1546* sofrem melhoramentos em suas posições da classificação do VT indicando mudanças até posições superiores aos originais. Um dado importante que foi observado é que a barra *1345* mudou para a *posição 1*, estando esta como a mais sensível da classificação do VT. O resto das barras não mencionadas aumentaram suas sensibilidades ante variações de carga. Nesta contingencia analisada com o VT, é diferente dos resultados do caso da tarde, todas as barras analisadas sofreram uma variação em suas posições de classificação do VT. Isto

significa que a ferramenta fornecida pelo VT obteve melhores resultados nas simulações deste período de carga.

14 I AÇÕES DE CONTROLE APLICADAS ÀS PIORES CONTINGÊNCIAS DOS PERÍODOS DE DEMANDA MÁXIMA DA TARDE E DA NOITE

Uma vez realizadas as medidas corretivas injetando, geração adicional nas barras candidatas estudadas dos casos mais severos da tarde e da anoite, agora serão efetuadas ações de controle nas dois barras mais sensíveis indicadas pelo VT. Isto é com o objetivo de mostrar as variações de posições ocorridas nas barras mais sensíveis da classificação do VT ao ser aplicadas ações de controle em essas barras, ligando bancos de capacitores (BC) a níveis de 23kV normalizadas e utilizadas no sistema de potência do SINP.

Ações de controle aplicadas nos casos

Caso da tarde

Ação 1: Ligamento de um BC de 9 MVAr na barra de 23kV *1546*.

Ação 2: Ligamento de um BC de 9 MVAr na barra de 23kV *1544*

Caso da noite

Ação 1: Ligamento de um BC de 12 MVAr na barra de 23kV *1426*

Ação 2: Ligamento de um BC de 36 MVAr na barra de 23kV *1345*.

Posições de ranking do VT - Caso da tarde				
Num	**Contingência Geração Normal**	*Casos com geração adicional 20%*		
		Sem ações corretivas	**Ação 1**	**Ação 2**
1546	1	1	**2**	1
1544	2	2	1	2

Tabela 24. Posições de classificação do VT da contingencia 03 da tarde.

Posições de ranking do VT - Caso da noite				
Num	**Contingência Geração Normal**	*Casos com geração adicional 15%*		
		Sem ações corretivas	**Ação 1**	**Ação 2**
1345	8	1	1	**2**
1426	12	2	**3**	1

Tabela 25. Posições de classificação do VT da contingencia 01 da noite.

As **Tabelas 24** e **25**, exibem os resultados das posições despois de aplicar ações de controle nas duas barras mais críticas das piores contingencias da *tarde* e da *noite*. É realizada uma comparação dos diferentes cenários de simulação como são os casos de contingencia com *geração normal, geração adicional e geração adicional com ações de controle*, fazendo para este último cenário um *´´mixer´´* de ações corretivas y de controle.

É observado umas mudanças nas barras estudadas logo de aplicar ações corretivas. Nos *casos da tarde* a ´´Ação 1´´ conseguiu que a barra 1546, que se encontrava na *posição 1*, mude para a posição *2*. A ´´Ação 2´´ não fez mudança alguma no caso simulado.

Por outro lado, nos *casos da noite*, é observada uma particularidade, as barras *1345* e *1426* se encontravam distantes as primeiras posições, *8* e *12* respetivamente, logo de aplicar as ações corretivas de geração adicional nas barras candidatas estudadas, passaram às primeiras posições da classificação do VT, ou seja, volveram-se mais sensíveis que o caso original, isto ocorre quando os margens de carga mudam despois de aplicar geração adicional e também mudam as posições da classificação do VT. Em consequência foram aplicadas ações de controle para tentar mudar as barras mais sensíveis até posições menos sensíveis às variações de carga. A ´´Ação 2´´ muda a barra *1345* da *posição 1* até a *posição 2*. Para que a barra mais sensível (1345) poda mudar a uma posição de classificação do VT menos sensível, foi necessária uma injeção de 36 MVAr nessa barra, conseguindo assim um melhoramento aceitável.

Margem de carga do sistema - Tarde (p.u)			
Contingência Geração Normal	*Casos com geração adicional 20%*		
	Sem ações corretivas	Ação 1	Ação 2
1,180	1,240	1,240	1,240

Tabela 26. Margens de carga dos casos da tarde.

Na **Tabela 26** é observada que a injeção adicional nas barras candidatas da *contingência 3* da tarde, muda a margem de carga do sistema de um valor de *1,180* até *1,240* p.u, afastando-se mais do ponto de colapso de tensão original. Quanto às ações aplicadas, estas não ocasionaram mudanças na margem de carga do sistema porque as barras *1546* e *1544* pertencem a uma área distante ao maior centro de carga, altamente radial e de Potência de Curto Circuito baixa, e que uma pequena varrição nas mesmas não altera a margem de carga do sistema.

Margem de carga do sistema - Noite (p.u)			
Contingência Geração Normal	*Casos com geração adicional 15%*		
	Sem ações corretivas	Ação 1	Ação 2
1,140	1,170	1,180	1,170

Tabela 27. Margens de carga dos casos da noite.

A **Tabela 27** exibe as margens de carga do sistema para os diferentes cenários simulados para a contingencia da noite. É observado um aumento na margem de carga do sistema depois de aplicar ações corretivas na barra 1426 ´´Ação 1´´, valor marginal pero interessante. Por outro lado, a ´´Ação 2´´ não intervém no carregamento do sistema.

CONCLUSÃO FINAL

A estabilidade de tensão pode ser estudada utilizando técnicas partindo de modelos estáticos e/ou dinâmicos. A eleição do método dependera inicialmente da natureza do desequilíbrio envolvido no problema e dos requisitos do estudo.

As ferramentas de estabilidade tensão, classificação de MPR e VT utilizadas para os analises dos casos, arrojaram resultados satisfatórios e foram contrastados com a literatura. Estes fazem uma potente ferramenta de apoio para os estudos de estabilidade de tensão aplicados as ações corretivas, como neste caso, a inclusão de geração alternativa e um sistema de potência (SINP).

Com os dados das curvas Q-V dos casos analisados, conseguiu detectar os pontos mais críticos em termos de MPR (MVAr). Nesses pontos foram introduzidas a geração distribuída, conseguindo melhorar substancialmente a reserva de Potência Reativa. Com os dados da classificação de VT, foram determinadas as barras mais críticas que em pequenas variações de carga presentavam grandes variações de tensão, e com as gerações distribuídas introduzidas, a classificação de VT melhorou em geral cambiando algumas barras mais sensíveis a menos sensíveis. Finalmente, a análise com uma mistura de ações de controle com geração distribuída foi obtida resultados satisfatórios na classificação da VT nas barras mais críticas analisadas.

Dada a grandeza de estes tipos de estudos, partindo deste trabalho, se abre uma janela para futuros estudos como são por exemplo as *ações de controle na Fuzzy Logic*, *análises econômicas*, *geração distribuída*, comportamento *eletromecânico* destes tipos de centrais geradoras no SINP, etc.

Com os resultados obtidos nas diferentes análises, os comportamentos do sistema puderam ser observados, quando foram submetidos a diferentes contingências, obtendo para cada caso os valores de reserva de potência reativa e a Classificação de VT de Sensibilidade e posteriormente aplicar medidas corretivas e de controle.

Uma vez que as medidas corretivas e de controle foram realizadas, as mesmas contingências foram aplicadas e finalmente foi observado que as referidas medidas corrigiram ou diminuíram o impacto gerado por cada contingência em termos de estabilidade da tensão.

Com estes resultados foi possível determinar os pontos críticos (deficiência de potência reativa) e barras com alta sensibilidade a pequenas variações de carga (vetor tangente) para posteriormente aplicar medidas corretivas e de controle.

Observou-se que foi possível aumentar a margem de carga do sistema, aumentar a reserva de potência reativa e volver menos sensível a barras com alta sensibilidade. Esses resultados são importantes para o Sistema de Potência do Paraguai, onde são apresentados pontos críticos de operação, principalmente onde eles concentram grandes massas de carga e isso também é caracterizado por regiões de carga muito radiais.

Este trabalho será muito útil para a análise da estabilidade do SINP, contribuindo com a operação correta do mesmo em faixas de estabilidade corretas.

REFERÊNCIAS

[1] G. BROWNELL Y H. CLARK “Analysis and solutions for bulk system voltage instability,” IEEE computer Applications in Power systems, July 1989, pp. 31 -35.

[2] P. Kundur, “Power system stability and control” Book, Ed. McGraw-Hill, 17-39, 959-1020 (1994).

[3] ZAMBRONI, A. C. Discussion on some Voltage Collapse Indices. Electric Power Systems Research 53, p. 53–58, 2000.

[4] ZAMBRONI, A. C. Identifying a Vanishing Eigenvalue in Voltage Collapse Analysis with Limits Consideration. IEEE Proc. Gener. Transm. Distrib., 148 (3), p. 263-267, 2001.

[5] CAÑIZARES, C. Y HRANILOVIC (1994). Trans critical and Hopf bifurcations in AC/CD power systems. Proceedings Bulk Power Systems Voltage Phenomena–III Seminar, pages 105–114.

[6] CAÑIZARES, C. A. (1995a). Conditions for saddle–node bifurcations in ac/cd power systems. International Journal of Electrical Power & Energy, 17(1):61–68.

[7] CIGRÉ TF 38 – 02 – 08. Enquete internationale sur la situation actualle et les perspectives en matiere de dynamique a long terme des reseaux d’énergie. Electra, n. 145, p. 102-115, 1995.

[8] C. W. TAYLOR, Power System Voltage Stability, McGraw-Hill, 1994. Available from cwtaylor@ieee.org.

[9] B. CHOWDHURY; C.W. TAYLOR., “Voltage Stability Analysis: V-Q Power Flow Simulation Versus Dynamic Simulation” IEEE Transaction on Power.

[10] DE CASTRO F, R; DÍAZ, H; “Estabilidad de Tensión en el corto plazo: fenómeno, análisis y acciones de control”. Revista, Facultad de Ingeniería, UTA. Chile 2002.

[11] CARSON W. TAYLOR. Power System Voltage Stability. McGraw-Hill, Inc, 1994.

[12] Hill, David. “Nonlinear Dynamic Load Models with Recovery for Voltage Stability Studies”. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 8, No. 1, February 1993.

[13] ZAMBRONI, A. C; CAÑIZARES, C. A; QUINTANA, V. H. Critical Bus and Point of Collapse Determination Using Tangent Vectors. In: 28th North American Power Symposium, Cambridge, 1996, p. 329-333.

[14] ZAMBRONI, A. C. Determinação da Barra Crítica e do Ponto de Colapso pelo Vetor Tangente. In: XI CBA, São Paulo, Setembro 1996, v. 3, p. 1393-1398.

[15] ZAMBRONI, A. C; CAÑIZARES, C. A; QUINTANA, V. H. New Techniques to Speed up Voltage Collapse Computations Using Tangent Vectors. In: IEEE/PES Summer meeting, Berlin, July 1997, paper PE-219 – PWRS-0-11-1996.

[16] DA SILVA, S. R. A. Influência da Não Representação de Dispositivos Lentos de Controle nas Análises de Segurança de Tensão. Dezembro 2007. 119 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Itajubá, Itajubá-MG-Brasil.

[17] ZAMBRONI, A. C; LOPES, B. I. Unified Computational Tool for Transient and Long Term Stability Studies. IET Generation Transmission and Distribution, v. 3, n. 3, 2009.

[18] ANDE. Plan Maestro de generación y transmisión de corto y mediano plazo, periodo 2014 – 2023. Paraguay, Janeiro 2013. Disponível em: <http://www.ande.gov.py/>. Acesso em: fevereiro 2013.

[19] MOHN, F. W. Uso de Modelos Desacoplados em Estudos de Estabilidade de Tensão. Junho 2005. 168 p. Dissertação (Doutorado em Engenharia Elétrica) -Universidade Federal de Itajubá, Itajubá-MG-Brasil.

[20] MILLA, L, L. Estabilidad de los Sistemas de Potencia. Universidad Mayor de San Marcos. 2002. Lima - Peru;

[21] NASAR S.A. Sistemas Eléctricos de Potência. MC. Graw Hill. Interamericana de México, S.A. 1991.

[22] BARBOZA, G. O. Curva QV e Vetor Tangente na Análise da Estabilidade de Longo Termo como Ferramentas de Planejamento. Agosto 2015. Dissertação (Mestrado em Ciências em Engenharia Elétrica) -Universidade Federal de Itajubá, Itajubá-MG-Brasil.

[23] CUTSEM, T. V; VOURNAS, C. Voltage Stability of Electric Power Systems. London, Kluwer Academic Publisher, 1998.

[24] IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions, “Definition and Classification of Power System Stability”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 19, No. 3, Aug. 2004, pp. 1387-1401.

[25] KUNDUR, P., MORISON, G. K., “A Review of Definitions and Classification of Stability Problems in Today´s Power Systems”, IEEE PES Meeting, New York, Feb., 1997.

[26] IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions. Definition and Classification of Power System Stability. IEEE Transactions on Power Systems, v. 19, n. 3, p. 1387-1401, Aug. 2004.

[27] KUNDUR, P. Power System Stability and Control. McGraw-Hill, 1993.

[28] KUNDUR, P., ROGERS, G. J., WONG, D. Y., WANG, L., LAUBY, M. G., “A Comprehensive Computer Program Package for Small Signal Stability Analysis of Power Systems”, IEEE Transactions on Power Systems, vol.5, n.4, pp. 1076- 1083, 1990.

[29] MARTINS, N., “Efficient Eigenvalue and Frequency Response Methods Applied to Power System Small-Signal Stability Studies”, IEEE Transactions on Power Systems, vol. PWRS-1, pp. 217-225, 1986.

[30] El problema de estabilidad en SEPs (online) (citado 15 ago., 2008).

[31] LÓPEZ, L.L; OSORIO, O.P. “Análisis de Estabilidad de Tensión en el Sistema de Transmisión Regional (STR)”. Universidad Tecnológica de Pereira. Colombia. 2008.

[32] MOZINA, J. Charles. Apagones en sistemas de potencia minimizando su impacto en instalaciones de congelación industrial. (Online) (citado 26 oct., 2008).

[33] POWER FACTORY. Manual DigSILENT. Versão 15. Novembro. 2012.

[34] DONG, Z. Y. Advanced Methods for Small Signal Stability Analysis and Control in Modern Power Systems. PhD thesis, The University of Sydney, New South Wales. 1998.

[35] HILL, D. J. Y HISKENS, I. A. Modelling, stability and control of voltage behavior in power supply systems. In Invited paper, IV Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning, Foz do Iguacu, Brazil. 1994.

[36] SOUZA A. C. Z.: PhD thesis, “New Techniques to Efficiently Determine Proximity to Static Voltage Collapse”, August 1995.

[37] SOUZA A. C. Z., BRITO, N. H. M. N., “Ações de Controle para Prevenção de Colapso de Tensão: Efeitos e Restrições”. Anais do XI Congresso Brasileiro de Automática. São Paulo, 1996.

[38] TAYLOR, C. W., “Power System Voltage Stability”. Palo Alto: McGraw Hill, 1994.

[39] TAYLOR, C. W., “Maybe I Can’t Define Stability, but I Know It When I See It”, IEEE/PES – panel on Stability Terms and Definitions, New York, 1997.

[40] DA SILVA, S. R. A. “Influência da Não Representação de Dispositivos Lentos de Controle nas Análises de Segurança de Tensão”. Dezembro 2007. 119 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Itajubá, Itajubá-MG-Brasil.

[41] VALENCIA, T.G.M. “Análisis de estabilidad de tensión de un modelo básico de un sistema de potencia utilizando teoría de bifurcación”. Tesis de Maestría. Universidad Nacional de Colombia, Juno. 2009.

[42] ONS. Procedimentos de Rede. Módulo 23 – Critérios para Estudos, Sub - módulo 23.3 – Diretrizes e Critérios para Estudos Elétricos. Data de vigência: 25/03/2002.

[43] TAMURA, Y., MORI, H., Y IWAMOTO, S. (1983). Relationship between voltage instability and multiple load flow solutions in electric power systems. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, PAS-102(5):1115–1125.

[44] TAMURA, Y., SAKAMOTO, K., Y TAYAMA, Y. (1988). Voltage instability proximity index based on multiple load flow solutions in ill conditioned power systems. Proceeding Conference on Decision and Control.

[45] CORRALES LONDOÑO, Erika Mercedes y GOMEZ GIRALDO, Sandra Patricia. Análisis del colapso de tensiones en sistemas eléctricos. Pereira, Colombia: Facultad de Ingeniería Eléctrica, UTP, 2002.

[46]. GRAINGER, John J. y STEVENSON, William D. Power System Analysis. New York: McGraw-Hill, pág. 787. 1994.

[47] ALEXANDER, Charles K. y SADIKU, Matthew N.O. Fundamentos de Circuitos Eléctricos. USA: McGraw-Hill Higher Education. pág. 940. 2000.

[48] MORENO, R., RÍOS, M. A. y TORRES, A. Security Schemes of Power Systems against Blackouts. Bogotá, Colombia: Universidad de los Andes, pág. 6. 2012.

[49] TAYLOR, C. W. et al. Modelling of Voltage Collapse including Dynamic Phenomena. CIGRÉ Task Force 38-02-10, 1992.

[50] OCARIZ, T. Uma Metodologia de Análise de Sistemas de Potência aplicando o Método Continuado QV e PV no Ambiente de Planejamento de Sistemas Elétricos. 2007. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) -Universidade Federal de Itajubá, Itajubá-MG Brasil.

[51] SOUZA A. C. Z, A. P. ALVES DA SILVA, JORGE L. A. JARDIM, C. A. SILVA NETO, G. L. TORRES, CLAUDIO FERREIRA, L. C. ARAUJO 163 FERREIRA, A New Contingency Analysis Approach For Voltage Collapse Assessment, International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Volume 25, Issue 10, December 2003, Pages 781-785.

[52] MOHN, F. W., ZAMBRONI, A. C. Tracing PV and QV Curves with the Help of a CRIC Continuation Method. IEEE Transactions on Power Systems, v. 21, n. 3, p. 1115-1122, August 2006.

[53] ALVES, D. A. et al. Continuation Fast Decoupled Power Flow with Secant Predictor. IEEE Transactions on Power Systems, v. 18, n. 3, p. 1078-1085, August 2003.

[54] GAO, B; MORISON, G. K; KUNDUR, P. Towards the Development of a Systematic Approach for Voltage Stability Assessment of Large-Scale Power Systems. IEEE Transactions on Power Systems, v. 11, p. 1314-1324, August 1996.

[55] CAÑIZARES, C. A; ZAMBRONI, A. C; QUINTANA, V. H. Comparison of Performance Indices for Detection of Proximity to Voltage Collapse. IEEE Transactions on Power Systems, v. 11, n. 3, p. 1 441 – 1450, August 1996.

[56] KUNDUR, P., “General Introduction and Basic Concepts of Voltage Stability Analysis”, In: IEEE PES Summer Meeting, IEEE Special Tutorial Course: Voltage Stability, San Diego, 1998.

[57] ZAMBRONI, A. C. Using PV and QV curves with the meaning of static contingency screening and planning. ELSEVIER, Electric Power Systems Research, v. 81, n. 7, p. 1491-1498, July 2011.

[58] CAÑIZARES, C. A. et al. Voltage Stability Assessment: Concepts, Practices and Tools. IEEE/PES, Power System Stability Subcommittee, Special Publication, Final Document, August 2002.

[59] DOBSOM, I; CHIANG, H. D. Towards a Theory of Voltage Collapse in Electric Power Systems. ELSEVIER, Systems and Control Letters, v. 13, n. 3, p. 253-262, September 1989.

[60] FERREIRA, L. C. et al. Método Estático para Análise à Longo Termo da Segurança de Tensão de Sistemas Elétricos de Grande Porte. Anais do XIX SNPTEE, Rio de Janeiro, Outubro 2007.

[61] SEYDEL, R. From Equilibrium to Chaos: Practical bifurcation and Stability. New York, USA. 1988.

[62] GUIMARÃES, A. P. Criterios para la Ubicación de Generación Térmica Local basados en el Uso de las Curvas PV y QV. Disertación (Maestría en Ingeniería Eléctrica) – Universidad Nacional de Asunción, San Lorenzo – Paraguay. Marzo 2011.

[63] CAÑIZARES, C. A., ALVARADO, F. L., Point of collapse and continuation methods for large ac/dc systems. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 8, nº 1, pp.1-8, Feb. 1993.

[64] ALVARADO, F. L., JUNG, T. H., “Direct Detection of Voltage Collapse Conditions,” Proc. Bulk Power System Voltage Phenomena - Voltage Stability and Security, EL-6183, EPRI, pp. 5.23-5.38, January 1989.

[65] A. CANIZARES, “Voltage Collapse and Transient Energy Function Analyses of AC/DC Systems”, PhD thesis, University of Wisconsin-Madison, 1991.

[66] Este trabalho foi apresentado no ICCEP 2017, (6th International Conference on CLEAN ELECTRICAL POWER. Renewable Energy Resources Impact) como ‘CONTINGENCY ANALYSIS with the Help of VOLTAGE STABILITY Tools. Proposals for corrective actions using DISTRIBUTED GENERATION’ na cidade de Santa Margherita de Ligure, Itália. Quarta-feira 28 de junho de 2017. O artigo técnico foi publicado na IEEE como DOI: 10.1109/ICCEP.2017.8004833.

ANEXOS

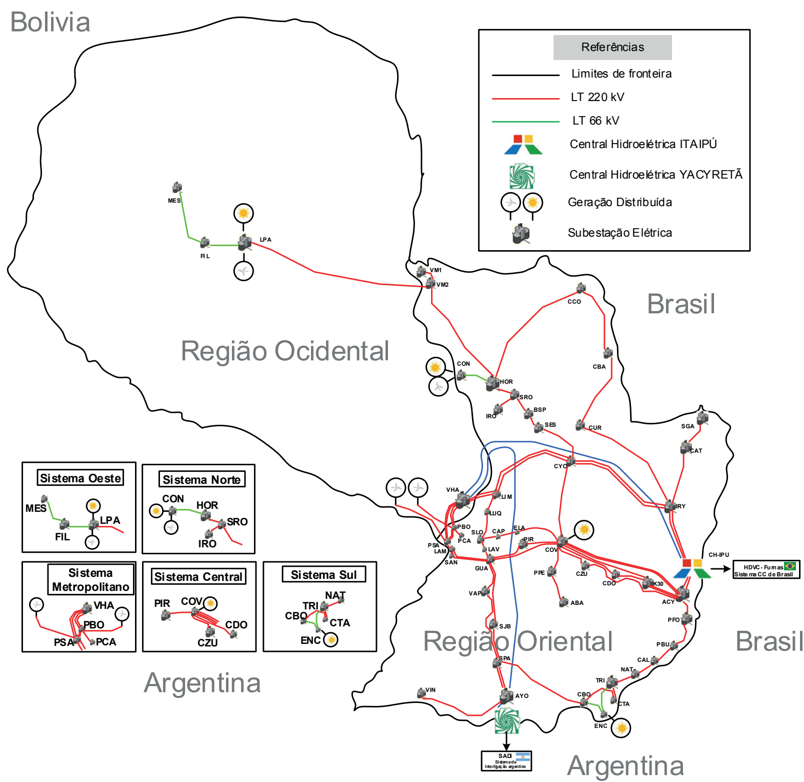
ANEXO 1

National Interconnected System of Paraguay(NISP)
Reduced power system

Reference
500kV
220kV
66kV
Generation
Contingency
Alternative Generation
Argentine Interconnection System
SADI

SMD(1362)
CH-IPU
G x10
FOZ
x5
SMD(1365)
PIH(1528)
PFO(1589)
PBU(1440)
SADI(5052)
SGA(1745)
G x4
IRY(1442)
CH-ACY(1366)
CAL(1368)
G x20
NAT(1441)
CH-YAC(1472)
CUR(2453)
K30(1892)
TRI(1369)
CBA(2456)
LPA(1537)
CDO (1370)
AYO(1531)
CCO(1809)
VM1(1436)
ENC(1396)
CAM(1630)
CON(1568)
x2
VM2(1536)
CZU(1481)
CBO(1486)
HOR(1373)
AYO(1351)
SVC
SRO(1445)
SES(1352)
IRO(1816)
SPA(1900)
SJB(1505)
CYO(1522)
COV(1371)
Contigency 1
VAP(1541)
ELA(1598)
VHA(1596)
LIM(1443)
PPE(1500)
CAP(1497)
x3
SVC
LUQ(1547)
LAV(1567)
PIR(1501)
VHA(1597)
SLO(1374)
GUA(1372)
SVC
PBO(1444)
PCA(1624)
SAN(1575)
LAM(1375)
PSA
Contigency 3

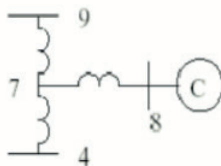
ANEXO 2

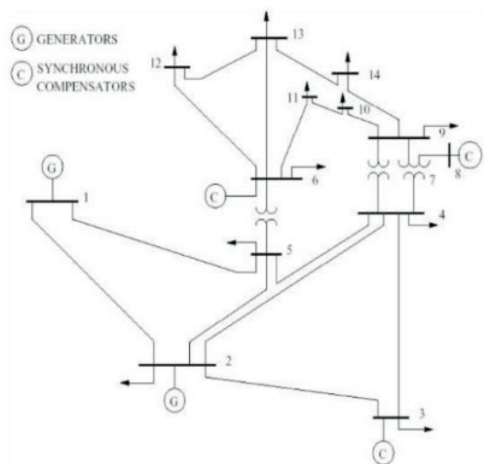


ANEXO 3

Academic system IEEE 14 bus

THREE WINDING TRANSFORMER EQUIVALENT





SOBRE OS AUTORES



RODNEY DAMIÁN FARIÑA MARTÍNEZ - Atualmente cursando um Doutorado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Itajubá (2021); um Mestrando em Engenharia Industrial (2021). Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Itajubá (2017). Especialização em Segurança Industrial (2020). Especialização em Gestão Pública (2020). Especialização em Sistemas Elétricos de Potência (2015). Graduação em Engenheira Eléctrica pela Universidade do Cone Sul das Américas de Assunção - Paraguai (2007). Especialização em Administração de Empresas (2009). Possui graduação em Licenciatura em Eletricidade pela Universidade Nacional de Assunção - Paraguai (2004). Atualmente trabalhando como Engenheiro de Operação do Sistema Interligado Nacional; e Estudos de Operação na Administração Nacional de Eletricidade de Paraguai. Tem experiência na área de Operação em tempo real e estudos de Operação; com ênfase em Transmissão da Energia Elétrica, Distribuição da Energia Elétrica. Operação em tempo Real e Estudos de Regime Permanente. Estudos de Transitórios Eletromecânicos e Eletromagnéticos. Pesquisador Acadêmico e preparador de futuros Funcionários Públicos da Instituição. Membro ativo do IEEE.(Member:93610376 - Paraguay Section). http://lattes.cnpq.br/1699708890823093

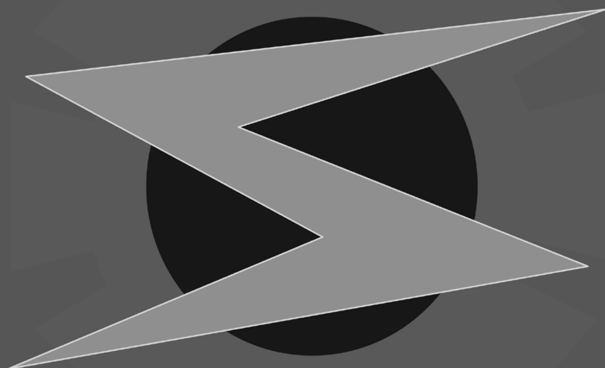
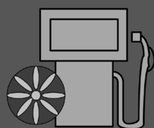
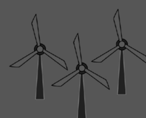


ANTONIO CARLOS ZAMBRONI DE SOUZA - Possui graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade do Estado do Rio de Janeiro (1987), mestrado em Engenharia Elétrica pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (1990) e doutorado em Engenharia Elétrica - University Of Waterloo Canadá (1995). Atualmente é professor titular da Universidade Federal de Itajubá, tendo sido professor visitante (bolsista CAPES) junto à University of Wisconsin - Madison em 2000. Em 2008 esteve junto à University of Strathclyde, Escócia, financiado pelo CNPq. Atua na área de estabilidade de sistemas elétricos, com ênfase especial no tema de estabilidade de tensão em sistemas de transmissão e distribuição. Como sub-temas, trabalha em controle de tensão e potência reativa e análise de perdas elétricas. Foi editor associado do periódico Controle & Automação e em 2013 tornou-se editor associado do Journal of Control, Automation & Electrical Systems. Desde 2015 é Editor Associado da IET-RPG (Renewable Power Generation), revista sob a coordenação do "The Institution of Engineering and Technology", no Reino Unido. Tem atuado como revisor de em revistas e conferências nacionais e internacionais. Membro da Comissão de Área de Engenharias IV da CAPES, participou em 2010, 2013 e 2017 da avaliação trienal/ quadrienal dos cursos de pós-graduação do país. É Fellow Member do "IET - The Institution of Engineering and Technology" e Membro Honorário do Curso Assistencial Theodomiro Santiago, CATS, em Itajubá. http://lattes.cnpq.br/4860175234818683

ANÁLISE DE CONTINGÊNCIAS COM A AJUDA DE FERRAMENTAS DE ESTABILIDADE DE TENSÃO:

PROPOSTAS DE AÇÕES CORRETIVAS EMPREGANDO GERAÇÃO DISTRIBUÍDA



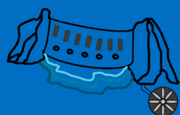
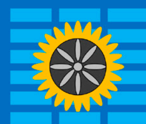
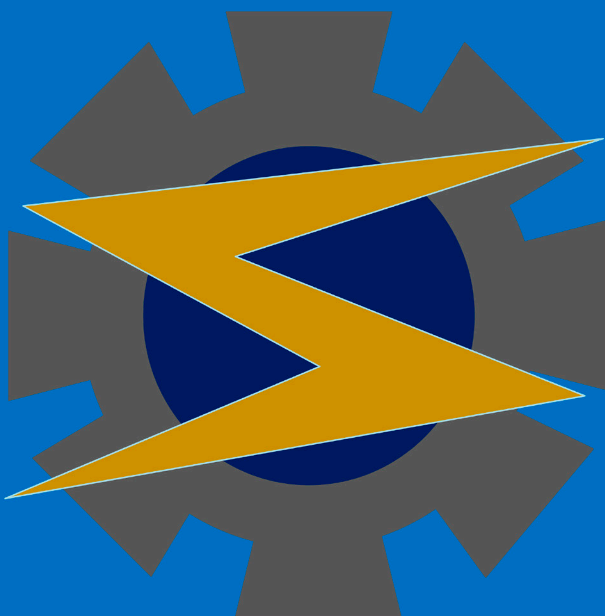
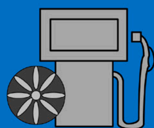


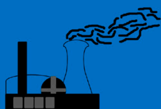
www.atenaeditora.com.br
contato@atenaeditora.com.br
@atenaeditora
www.facebook.com/atenaeditora.com.br

Atena Editora
Ano 2021

ANÁLISE DE CONTINGÊNCIAS COM A AJUDA DE FERRAMENTAS DE ESTABILIDADE DE TENSÃO:

PROPOSTAS DE AÇÕES CORRETIVAS EMPREGANDO GERAÇÃO DISTRIBUÍDA




 www.atenaeditora.com.br

 contato@atenaeditora.com.br

 @atenaeditora

 www.facebook.com/atenaeditora.com.br

Atena Editora

Ano 2021